



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

GESTÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS BRASILEIROS

Victor Rodrigues Borges Bonfim

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis, D. Sc.

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2012

GESTÃO E OPERAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS BRASILEIROS

Victor Rodrigues Borges Bonfim

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

Prof.^a Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

(Orientadora)

Prof.^a Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Robson Francisco da Silva Dias, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2012

Bonfim, Victor Rodrigues Borges

Gestão e Operação de Sistemas Isolados Brasileiros /
Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica/ Departamento de
Engenharia Elétrica, 2012.

VIII, 63 p.: il. 29,7 cm.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica /
Departamento de Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 61-63

1. Sistemas Isolados. 2. Encargos. 3. Consumo de
Combustíveis. 4. Otimização de Despacho.

I. de Assis, Tatiana Mariano Lessa. II. Universidade Federal do
Rio de Janeiro. III. Escola Politécnica. IV. Departamento de
Engenharia Elétrica. V. Título

AGRADECIMENTOS

À minha família, por ter me proporcionado toda a estrutura emocional e meios de continuar meus estudos até aqui.

À minha orientadora, Professora Tatiana Mariano Lessa de Assis, pela disponibilidade em tirar quaisquer dúvidas que eu tivesse, pelos conhecimentos passados e, principalmente, por me incentivar, renovando a minha determinação em terminar o projeto.

A todos os meus amigos, pelos bons momentos proporcionados, pela paciência, pelo companheirismo nos momentos difíceis e por acreditarem e torcerem pelo meu sucesso.

A toda equipe da ECIG – Divisão de Gestão de Sistemas Não Interligados, pela disponibilidade em me fornecer dados e documentos para pesquisa, mesmo após a minha saída da empresa após o término do contrato de estágio.

Aos meus antigos supervisores na Eletrobras, Ricardo de Oliveira e Sérgio Augusto Carvalho de Souza, por terem me incentivado em primeiro lugar a escolher os Sistemas Isolados como tema para este trabalho.

Ao Leonardo Vieira, do Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPEL, que me autorizou a utilizar os programas de otimização de despacho em usinas térmicas para Sistemas Isolados, mesmo estes ainda não estando disponíveis para uso comercial.

Finalmente, a todos aqueles que estão ou estiveram diretamente ou indiretamente ligados à minha formação como Engenheiro Eletricista.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Gestão e Operação de Sistemas Isolados Brasileiros

Victor Rodrigues Borges Bonfim

Fevereiro / 2012

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Curso: Engenharia Elétrica

A Região Norte do Brasil, caracterizada por vegetação densa, largos rios e baixa densidade demográfica, esparsamente distribuída pelo imenso território, dificulta a implantação de longas linhas de transmissão, tanto pelo ponto de vista técnico quanto pelo financeiro. A solução para o fornecimento de energia elétrica àquela região do país é a operação descentralizada, em diversos Sistemas Isolados, em sua maioria supridos por usinas termelétricas a óleo diesel.

A maior parte da população local não possui renda suficiente para arcar com os altos custos da geração termelétrica, de modo que foram criados encargos destinados aos agentes do setor elétrico para o custeio da geração nos Sistemas Isolados, os quais repassam tais custos a seus consumidores finais: trata-se, portanto, de um assunto de interesse de toda a sociedade.

Este trabalho aborda a operação e gestão dos Sistemas Isolados que existem na Região Norte do Brasil. São explicitados os meios de cobrança e aplicação dos recursos arrecadados, bem como as regulamentações impostas visando à diminuição do consumo de combustíveis, além dos meios pelos quais os agentes geradores buscam respeitar tais regulamentações.

O trabalho descreve ainda uma metodologia de otimização do despacho da geração termelétrica dos Sistemas Isolados objetivando reduzir os custos de geração envolvidos. Um programa computacional, desenvolvido pelo CEPEL para este fim, é descrito e testado com dados de uma usina real.

Palavras-Chave: 1. Sistemas Isolados. 2. Encargos. 3. Consumo de Combustíveis. 4. Otimização do Despacho.

Abstract of Undergraduate Project presented to Poli / UFRJ as a partial fulfillment of requirements for the Degree of Electrical Engineer.

Management and Operation of Brazilian Isolated Systems

Victor Rodrigues Borges Bonfim

February / 2012

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Course: Electrical Engineering

The Northern Region of Brazil, characterized by dense vegetation, wide rivers and low demographic density, sparsely distributed throughout the vast territory, makes it difficult the deployment of long transmission lines, both by the technical point of view as the financial one. The solution for the supply of electricity to that region is decentralized operation, in several isolated systems, mostly supplied by diesel power plants.

Most of the local population does not have enough income to afford the high costs of thermal generation, so that fees have been created for the companies of the electricity sector in order to pay generation costs of isolated systems, which pass such costs to their consumers: it is therefore a subject of interest of the whole society.

This work discusses the operation and management of the isolated systems that exist in Northern Brazil. Means of collection and application of funds raised are explained, as well as regulations imposed an attempt to reduce fuel consumption, and the means by which generating companies seek to comply with such regulations.

The work also describes a method of dispatch optimization of thermoelectric generation of the isolated systems aiming to reduce generating costs involved. A computer program developed by CEPEL for this purpose is described and tested with data from a real plant.

Keywords: 1. Isolated Systems. 2. Fees. 3. Fuel Consumption. 4. Dispatch Optimization.

SUMÁRIO

1. Introdução	1
1.1. Objetivos.....	2
1.2. Estrutura do Trabalho	2
2. Sistemas Isolados	4
2.1. Justificativa	4
2.2. Panorama dos Sistemas Isolados no Brasil.....	5
3. Repartição de Despesas nos Sistemas Isolados do Brasil	10
3.1. Reserva Global de Reversão (RGR).....	13
3.2. Conta de Consumo de Combustíveis – Sistemas Isolados	14
3.3. A Questão Social no Atendimento às Comunidades Isoladas.....	18
4. Operação dos Sistemas Isolados	23
4.1. O Papel da Eletrobras e o GTON.....	23
4.2. A logística de Abastecimento de Combustíveis	25
4.3. Geração Térmica a Óleo Diesel.....	27
4.4. Consumo Específico de Combustível.....	29
4.5. Teste de Consumo Específico e os Limites da ANEEL	31
5. Otimização da Operação de Unidades Geradoras.....	35
5.1. Breve Introdução à Teoria da Otimização	35
5.2. Modelagem Matemática	37
5.3. Descrição das Ferramentas Adotadas.....	40
6. Resultados	42
6.1. Dados da UTE Nhamundá.....	42
6.2. Simulação e Resultados Obtidos	47
6.2.1. Sábado, 26/09/2009.....	48
6.2.2. Domingo, 27/09/2009	50
6.2.3. Segunda-feira, 28/09/2009	53
6.2.4. Comentários Gerais.....	56
7. Conclusões e Trabalhos Futuros	59
8. Referências Bibliográficas	61

LISTA DAS PRINCIPAIS SIGLAS

AEC – Acompanhamento do Estoque de Combustíveis
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis
CCC – ISOL – Conta de Consumo de Combustíveis dos Sistemas Isolados
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
CTO – Comitê Técnico de Operação
ECI – Departamento de Planejamento e Gestão de Sistemas Não Interligados
ECIG – Divisão de Gestão de Sistemas Não Interligados
ECIS – Divisão de Operacionalização de Sistemas Não Interligados
GTON – Grupo Técnico Operacional da Região Norte
ONS – Operador Nacional do Sistema
OTSI – Programa de Otimização de Despacho para os Sistemas Isolados
PCH – Pequena(s) Central(is) Hidrelétrica(s)
RGR – Reserva Global de Reversão
SCD – Sistema de Coleta de Dados
SIN – Sistema Interligado Nacional
SSI – Programa de Simulação de Despacho para os Sistemas Isolados
UG – Unidade(s) Geradora(s)
UHE – Usina(s) Hidrelétrica(s)
UTE – Usina(s) Termelétrica(s)

1. Introdução

O Brasil é um país de dimensões continentais. Com seus 183.987.291 habitantes [1] distribuídos pouco uniformemente pelo território disponível, os governos do país tiveram que buscar ao longo dos anos soluções para a questão do abastecimento energético à sua população.

Com a expansão da demanda de energia, alavancada pelo crescimento populacional e pelo consequente crescimento econômico, foram realizados grandes empreendimentos no setor elétrico brasileiro, dentre os quais os mais destacáveis são as grandes usinas hidrelétricas de Itaipu Binacional e Tucuruí, além de inúmeras linhas de transmissão ligando os pontos de geração aos centros de carga, em sua maioria concentrados na Região Sudeste.

Tais linhas de transmissão foram sendo conectadas aos diversos barramentos (subestações) existentes, configurando uma complexa rede em anel, de modo a aproveitar os distintos regimes de chuva dispersos pelo país, que são relativamente complementares. Além disso, com a devida operação realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), tal sistema, denominado Sistema Interligado Nacional (SIN), possibilita a redistribuição dos blocos de potência através das linhas, juntamente com a reprogramação da geração, com o fim de alterar o intercâmbio de energia entre regiões, trazendo versatilidade à operação e reduzindo os custos da produção.

No entanto, com a predominância da geração hidrelétrica na matriz energética do país, verifica-se a necessidade da implantação de cada vez mais linhas de transmissão, uma vez que os centros de geração dependem de fatores naturais, não necessariamente estando próximos aos centros de consumo. Em alguns casos, a expansão explicada anteriormente acaba sendo travada pelo pouco interesse em empreendimentos dispendiosos, tanto pelo ponto de vista técnico quanto pelo financeiro, para abastecer cargas pequenas: para tais situações a adoção de sistemas autônomos em que as cargas estão diretamente ligadas à geração é mais adequada.

A Região Norte do Brasil, com sua vegetação característica densa e alta, dificulta a implantação de linhas de transmissão, pela dificuldade em se alocar torres, que devem ser demasiadamente altas, acima do topo das árvores, além de cruzar as largas margens dos caudalosos rios da região; deve-se ainda levar em consideração a pressão feita pelo impacto ambiental gerado para a implantação de grandes empreendimentos de geração e transmissão. Além disso, a baixa densidade demográfica torna inviável a chegada de longas linhas, com todos os entraves já

citados, para abastecer cargas normalmente pequenas, muitas vezes da ordem de dezenas de kW; há exceções, como o sistema de Manaus, por exemplo. Logo, a grande maioria dos Sistemas Isolados do território brasileiro localiza-se nesta região.

Ainda que represente uma pequena parcela da população brasileira, o estudo de tais sistemas é importante, principalmente por atender a populações que são praticamente esquecidas pelos governos e mesmo pela própria população em geral. Junta-se a isso o fato de que os recursos destinados a pagar o custo da geração dos Sistemas Isolados, predominantemente térmica a óleo diesel, são obtidos por meio do pagamento de toda a população em suas contas de consumo de energia.

Um fator que tem impacto direto nos custos de geração de energia dos Sistemas Isolados é a programação do despacho das diversas unidades geradoras de uma usina. Normalmente, a programação adotada não segue nenhum critério de otimização, o que leva a gastos desnecessários de combustível.

1.1. Objetivos

Este trabalho possui como objetivos uma abordagem geral dos Sistemas Isolados e de sua importância para a sociedade, considerando o rateio dos seus custos de geração entre os agentes do setor elétrico e o consequente repasse aos consumidores finais, além da discussão acerca da necessidade em se expandir a oferta de energia elétrica a toda a população brasileira, inclusive àqueles que não têm condições de pagar pelo alto custo da geração termelétrica nos Sistemas Isolados.

Também são comentados aspectos da gestão e operação dos Sistemas Isolados, levando em conta todas as dificuldades da busca pelo atendimento às regulações impostas pelo agente regulador.

Por fim, o trabalho apresenta uma metodologia proposta para a otimização do despacho das usinas termelétricas dos Sistemas Isolados, com o objetivo de reduzir os custos totais de geração, por meio de um programa computacional desenvolvido pelo CEPEL; o objetivo final é a análise de tal metodologia, por intermédio de simulações utilizando dados de uma usina real.

1.2. Estrutura do Trabalho

O Capítulo 2 apresentará os Sistemas Isolados, justificando a existência e a importância dos mesmos no âmbito nacional, não deixando de apontar as tendências futuras de interligações ao SIN ou à utilização cada vez maior de matrizes renováveis.

O Capítulo 3 aborda os encargos tributários impostos aos agentes do setor elétrico, para o custeio da geração nos Sistemas Isolados, dentre os quais dois deles são apresentados de forma mais detalhada: a Reserva Global de Reversão (RGR) e a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Ainda neste capítulo é discutida a oposição entre a importância de tais encargos e a pressão da sociedade pela desoneração de suas contas de energia elétrica.

Após a clarificação da necessidade em se diminuir os custos de geração nos Sistemas Isolados, o Capítulo 4 apresenta os principais agentes responsáveis pela gestão e operação dos Sistemas Isolados e suas atribuições na busca pela melhora operacional das centrais termelétricas, sempre buscando respeitar os limites impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Há ainda nesta seção um tópico focando na complicada questão do abastecimento de combustíveis, considerando a dificuldade de logística de transporte na região amazônica.

Os Capítulo 5 apresenta a metodologia da otimização de despacho voltada para os Sistemas Isolados, a qual foi aplicada em método computacional, por meio de dois programas desenvolvidos pelo CEPEL, cujas características gerais são apresentadas.

A avaliação do método é realizada no Capítulo 6, com a apresentação dos dados da Usina Termelétrica (UTE) de Nhamundá, obtidos em inspeção do parque térmico realizada em 2009, e os resultados da ferramenta de otimização. Assim, procedem-se as conclusões e proposições de trabalhos futuros, no Capítulo 7.

2. Sistemas Isolados

2.1. Justificativa

Há inúmeras vantagens em se operar um sistema elétrico de forma interligada, de modo que este foi o esquema operacional adotado no país; desde a década de 70, tal operação é feita de forma coordenada, aproveitando os ganhos possibilitados pelas interações entre os diversos agentes [2]. Outra vantagem é a diminuição dos custos globais de produção de energia elétrica e o aumento da confiabilidade do sistema. Atualmente, o ONS, empresa responsável pela operação coordenada do SIN, atua de forma imparcial perante os inúmeros agentes do sistema com o objetivo de garantir o suprimento com mínimo custo e segurança.

A operação centralizada do SIN baseia-se na interdependência operativa entre as usinas e na interconexão dos subsistemas elétricos por meio de diversas linhas de transmissão.

A geração de energia elétrica no Brasil é predominantemente hidrelétrica. Entretanto, observa-se o rápido crescimento de empreendimentos de geração térmica, principalmente após o racionamento de energia em 2001, configurando um sistema hidrotérmico. Muitas unidades geradoras das usinas térmicas ligadas ao SIN atuam apenas como reserva girante de energia, prontas para entrarem em operação por determinação do ONS, no caso de risco à segurança operativa ou ao abastecimento energético.

No Brasil, a geração térmica não é utilizada como fonte principal de geração no SIN, uma vez que seu custo de geração é maior que o da geração hidrelétrica. A existência do SIN permite reduzir o gasto com combustíveis para as UTE, justamente por levar em consideração o superávit hidrelétrico de outro ponto do sistema, caso haja.

Com o crescimento econômico verificado no país na última década, a demanda de energia cresceu rapidamente, acelerando a expansão do SIN: segundo o ONS [3], a previsão para 2012 é a da entrada em operação de diversas novas linhas de transmissão, a sua maioria na região Norte, incluindo a interligação do sistema Manaus. A Figura 2.1 mostra o mapa do SIN, incluindo a entrada de futuras linhas previstas no horizonte 2012 do ONS [3].

Mesmo com todas as vantagens da operação interligada, é sabido que a interligação total do país é inviável pelo fato de que certas localidades possuem carga muito baixa. Nestes casos, a interligação não compensaria os altos investimentos em

transmissão necessários. Sendo assim, por menor que seja o percentual representativo dos Sistemas Isolados perante o total da energia elétrica consumida no país, a necessidade da existência de cada um deles é reconhecida, sendo essencial estudá-los.

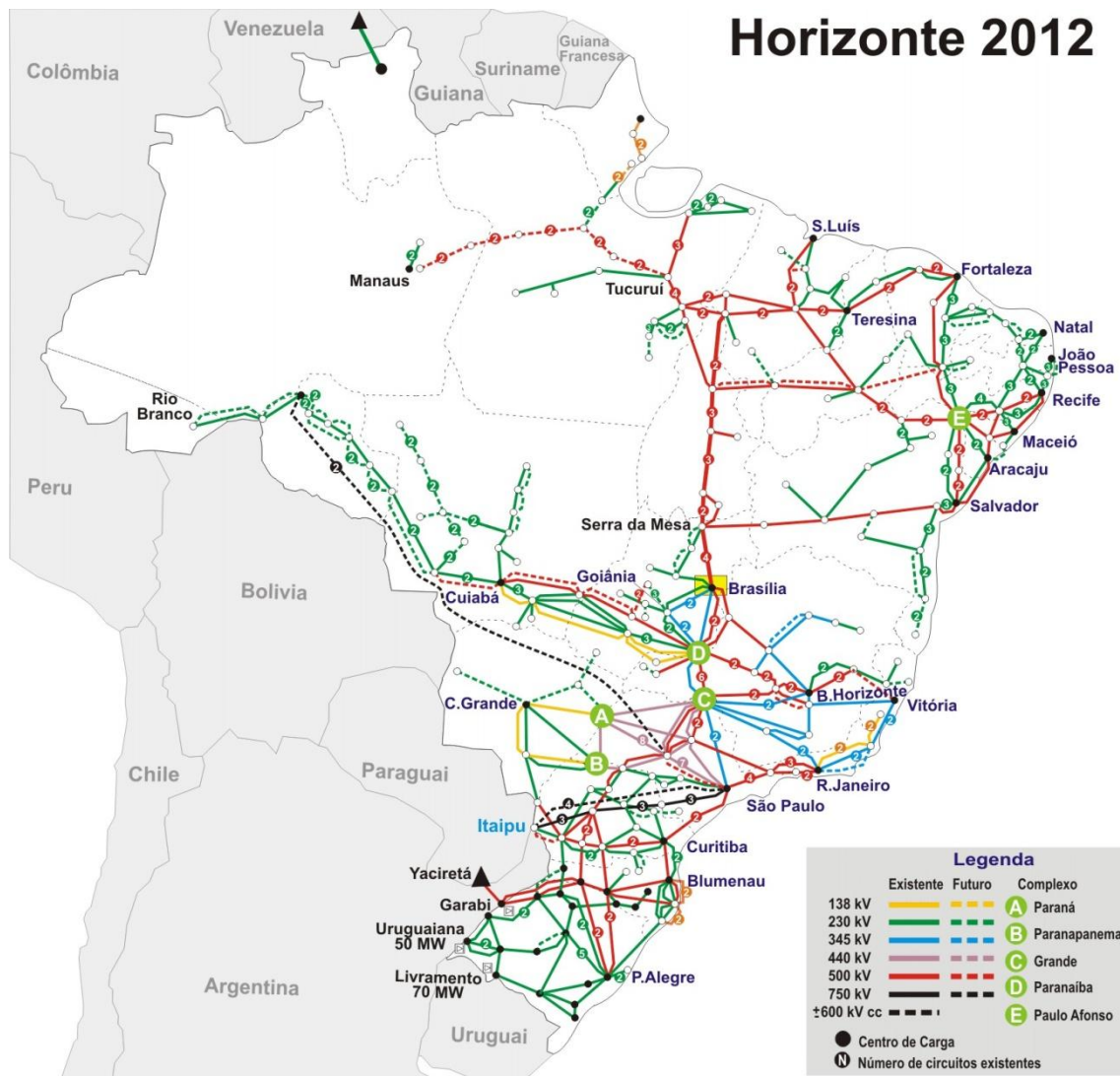


Figura 2.1 – Sistema Interligado Nacional – Horizonte 2012 [3]

A seção seguinte mostra um panorama dos Sistemas Isolados existentes no território brasileiro.

2.2. Panorama dos Sistemas Isolados no Brasil

Os Sistemas Isolados do território brasileiro localizam-se dispersos, nos estados da Região Norte do país, com exceção de Tocantins. Ainda estão presentes também no estado do Mato Grosso e em Fernando de Noronha. Possuem

Foram previstos 265 Sistemas Isolados com geração térmica para o final de 2011 de acordo com o Plano Anual 2011 – Sistemas Isolados [4]; a previsão foi a da inclusão de seis novos sistemas no interior do Estado do Amazonas, assim como a interligação dos sistemas Juruena e Cotriguaçu, das Centrais Elétricas Matogrossenses (CEMAT), ao SIN; também foram previstas oito interligações de sistemas da Companhia Energética de Roraima (CERR).

Abaixo, nas Tabelas 2.1 e 2.2, seguem a previsão do número de sistemas por empresa para 2011 e a discriminação do parque gerador térmico dos Sistemas Isolados, respectivamente. Na Tabela 2.1, o termo “Interligação” refere-se não somente a eventuais usinas que passaram a fazer parte do SIN ou ainda de alguma outra rede de transmissão (como a linha que importa energia da Venezuela para Roraima), mas também ao caso da Jari Celulose, que passou dois sistemas para as Centrais Elétricas do Pará (CELPA), as quais foram computadas na coluna “Inclusão”.

Tabela 2.1 – Parque Gerador Térmico: número de sistemas por empresa [4]

Empresa	Início 2011	Inclusão	Interligação	Final 2011
CEA	4	-	-	4
ELETOBRAS AMAZONAS ENERGIA	100	6	-	106
CELPA	34	2	-	36
CEMAT	7	-	2	5
CERR	78	0	8	70
ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO RONDÔNIA	29	-	-	29
ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO ACRE	9	-	-	9
ELETOBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA	1	-	-	1
GTON	262	8	10	260
CELPE	1	-	-	1
AMAPARI	1	-	-	1
JARI CELULOSE	3	-	2	1
PETROBRAS ALCOA - BENEFICIAMENTO	1	-	-	1
PETROBRAS ALCOA - PORTO	1	-	-	1
Demais Empresas	7	-	2	5
TOTAL	269	8	12	265

O Plano Anual 2012 – Sistemas Isolados ainda não foi oficialmente emitido, porém um levantamento realizado junto aos técnicos do Departamento de Planejamento e Gestão de Sistemas Não Interligados (ECI) indica a existência de 262 Sistemas Isolados ao final de 2011. A ocorrência da desativação ou interligação de alguns sistemas e a entrada de outros não previstos originalmente, incluindo um sistema pertencente à empresa Eletrobras Eletronorte, que não estava presente na

listagem das empresas que possuem Sistemas Isolados em 2011, contribuíram para a divergência de informações verificada.

Tabela 2.2 – Parque Gerador Térmico: número de Unidades Geradoras e potência instalada em 2011 [4]

Estado	Empresa	Nº de UG	Potência Efetiva (MW)
ACRE	GUASCOR	61	33,4
AMAPÁ	ELETRONORTE	41	167,5
	CEA	19	22,8
	AMAPARI	12	23,3
AMAZONAS	AMAZONAS ENERGIA (capital)	500	1.706,6
	AMAZONAS ENERGIA (interior)	440	303,2
PARÁ	CELPA	41	17,3
	GUASCOR	124	74,9
	JARI CELULOSE	12	59,1
	PETROBRAS	16	15,2
RONDÔNIA	GUASCOR	148	72,0
	ROVEMA	7	4,3
RORAIMA	ELETROBRAS DISTRIBUIÇÃO RORAIMA	51	157,9
	CERR	130	32,7
MATO GROSSO	CEMAT	65	21,3
PRENAMBUCO	CELPE	5	5,0
TOTAL PARQUE TÉRMICO		1.672	2.716,5

Os Sistemas Isolados são compostos em sua maioria por usinas termelétricas a diesel; apenas Manaus e Macapá contam com um sistema hidrotérmico. Com o estabelecimento do gasoduto Urucu – Coari – Manaus, aos poucos, o sistema Manaus e algumas outras cidades por onde passam ramais oriundos do tronco central do gasoduto estão sendo convertidos para usinas a gás natural, sendo elas: Anamã, Anori, Caapiranga e Codajás. Tal processo é explicitado no mais recente Plano de Operação 2011 – Sistemas Isolados [4], na Tabela 2.3 abaixo:

Tabela 2.3 – Geração Térmica: Verificado em 2010 x Plano 2011 [4]

Previsão de Geração Térmica (MW médio)			
Tipo	Verificada 2010 (I)	Plano 2011 (II)	(II) / (I)
ÓLEO DIESEL	519,8	545,2	5%
ÓLEO OCTE	101,5	14,7	-86%
ÓLEO COMBUSTÍVEL	344,2	84,9	-75%
ÓLEO PGE	85,5	56,0	-35%
GÁS NATURAL	17,6	465,4	2544%
BIOMASSA	4,2	6,2	48%
TOTAL GT	1.072,8	1.172,4	9%

Uma nova tendência é a do aproveitamento de sistemas híbridos com a utilização de energias renováveis. RÜTHER *et al.* [6, 7], por exemplo, apresentaram estudos de viabilidade técnica e econômica sobre sistemas híbridos solar-diesel implantados nos Sistemas Isolados, e em suas conclusões apontam para a possibilidade cada vez maior de se operar com tais empreendimentos, devido ao barateamento de custos e pressão dos ambientalistas: ainda que para grandes demandas seja inviável a aplicação de grandes sistemas de geração fotovoltaica, nos Sistemas Isolados a possibilidade de aplicação é real e ajuda na diminuição da dependência dos combustíveis fósseis, considerando a dificuldade de abastecimento a determinados locais.

Apesar dos esforços para a conversão da geração nos Sistemas Isolados para métodos menos poluentes, em muitas localidades o diesel ainda será o combustível utilizado, devido ao baixo custo de implantação em comparação com as outras matrizes energéticas.

3. Repartição de Despesas nos Sistemas Isolados do Brasil

É sabido que o Brasil é um país com diferenças sociais significativas e, no caso de populações isoladas como as da Região Norte do país, ainda há o agravante da dificuldade de atendimento às suas necessidades básicas, como saneamento, alimentação, educação e abastecimento de energia.

Para o caso da energia elétrica, a solução encontrada pelos governos foi a repartição dos custos de se levar a energia às localidades mais remotas do país pela sociedade, por meio dos agentes de geração, transmissão e distribuição, que naturalmente repassam as despesas a todos os seus consumidores. A gestão e a operação dos Sistemas Isolados, portanto, devem ser tratadas com a relevância necessária, uma vez que toda a população brasileira paga mensalmente em suas contas de energia elétrica os investimentos realizados neles.

Na Tabela 3.1 abaixo está detalhada a composição das tarifas de energia elétrica repassadas ao consumidor final pelas concessionárias de distribuição, garantindo sua receita e seu equilíbrio econômico e financeiro; o valor dos encargos enumerados é definido pela ANEEL.

Tabela 3.1 – Composição da receita adquirida pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica [8]

COMPOSIÇÃO DA RECEITA ADQUIRIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
	Despesas de Capital
Encargos de Transmissão	Contas de Depreciação
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Fonte: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica (ANEEL, 2005)

Conforme visto, torna-se fundamental abordar de forma mais profunda a questão da importância social em se atender tais comunidades isoladas, além do devido detalhamento dos encargos impostos ao restante da população brasileira.

Para um melhor entendimento dos encargos específicos relacionados com os Sistemas Isolados, tem-se a seguir uma rápida descrição dos custos descritos na Tabela 3.1.

A Parcela A corresponde ao repasse dos valores e quantidades independentes do controle da empresa. Entre eles está o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores e encargos e tributos legalmente fixados, tais como a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica (TFSEE).

A Parcela B, por sua vez, corresponde aos custos gerenciáveis, pelo fato de a concessionária ter capacidade de administrá-los diretamente; em outras palavras, são os custos internos da empresa: pessoal, material, pesquisa e desenvolvimento etc. Tais custos, justamente por não estarem relacionados com os encargos obrigatórios descritos no parágrafo anterior e, portanto, não ligados à questão dos Sistemas Isolados, não são objetivo de maior estudo.

Voltando à Parcela A, é interessante ressaltar a presença de encargos ligados à utilização de todo o sistema de geração, transmissão e distribuição, além da taxa paga ao ONS pela administração de todo o sistema elétrico; há ainda a parcela destinada aos contratos de compra e venda de energia, que costumam pesar bastante nas despesas das concessionárias. Finalmente, há os encargos setoriais, dentre os quais a **Reserva Global de Reversão (RGR)** e a **Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)** são os mais importantes para os Sistemas Isolados e receberão atenção especial nos dois tópicos seguintes. Segue abaixo a descrição dos demais encargos setoriais, de acordo com [8]:

- **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE):** foi criada, por lei, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A TFSEE é fixada anualmente pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.
- **Rateio de custos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa):** refere-se ao encargo pago por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativa a consumidores livres, para cobertura dos custos da

energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes autônomos, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, participantes do Proinfa [9].

- **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE):** refere-se a um encargo setorial, estabelecido em lei, e pago pelas empresas de distribuição, cujo valor anual é fixado pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados, para viabilizar a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, pequenas usinas hidrelétricas, biomassa e gás natural nas áreas atendidas pelo SIN, e levar o serviço de energia elétrica a todos os consumidores do território nacional.

Dentre os cinco encargos setoriais citados, três deles (RGR, CDE e CCC) são administrados diretamente pela Eletrobras, que anualmente fornece relatórios com a discriminação da arrecadação total dos encargos e de seu uso, além da distribuição geográfica dos investimentos etc. Os dados mais recentes obtidos no portal da Controladoria Geral da União [10] referem-se ao ano de 2010 e estão listados abaixo, nas Tabelas 3.2 e 3.3:

Tabela 3.2 – Fundos do Setor Elétrico administrados pela Eletrobras em 2010

Discriminação	Fonte de Recursos			Uso dos Recursos		
	Previsto (a) (R\$ mil)	Realizado (b) (R\$ mil)	Desempenho (c = b/a)	Previsto (d) (R\$ mil)	Realizado (e) (R\$ mil)	Desempenho (f = e/d)
RGR	3.288.000,0	3.126.439,2	95,1%	1.521.221,1	1.633.924,4	107,4%
CDE	3.927.900,0	3.975.677,2	101,2%	4.094.627,6	3.846.491,0	93,9%
CCC	4.878.739,0	4.004.239,7	82,1%	4.878.739,0	3.562.328,5	73,0%
TOTAL	12.094.639,0	11.106.356,2	91,8%	10.494.587,7	9.042.743,9	86,2%

Tabela 3.3 – Demonstrativo da distribuição geográfica dos investimentos em 2010

Discriminação Fundos	Macro-Regiões (R\$ mil)					
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul	Centro-Oeste	Total
RGR	319.751,0	166.033,4	177.249,2	248.233,0	137.768,8	1.049.035,4
CDE	736.186,8	1.752.789,1	410.642,2	750.546,1	196.301,5	3.846.465,6
CCC	3.562.328,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3.562.328,5
TOTAL	4.618.266,3	1.918.822,5	587.891,3	998.779,0	334.070,3	8.457.829,5

Da Tabela 3.3, pode ser observado um importante fato: os recursos da RGR e da CCC são aplicados em sua maioria (em sua totalidade, no caso da CCC) na Região Norte, pela presença dos Sistemas Isolados, o que evidencia a importância de tais

encargos para a manutenção da estrutura presente e expansão da oferta de energia nas localidades atendidas.

Conforme observado anteriormente, a seguir haverá, portanto, a discriminação e discussão mais detalhada sobre os dois principais encargos relacionados aos Sistemas Isolados: RGR e CCC.

3.1. Reserva Global de Reversão (RGR)

Segundo a ANEEL [11], trata-se de um encargo criado pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tendo sua vigência estendida até 2010, por meio da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. No dia 30 de dezembro de 2010, a Medida Provisória nº 517 de acordo com seu Art. 16 altera o Art. 8º da Lei nº 9.648 que passa a ter a seguinte redação:

“Art. 8º - A cota anual da Reserva Global de Reversão – RGR ficará extinta ao final do exercício de 2035, devendo a ANEEL proceder à revisão tarifária de modo que os consumidores sejam beneficiados pela extinção do encargo.”

O encargo refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação dos serviços públicos de energia elétrica, assim como para financiar a expansão e melhoria desses serviços; em outras palavras, significa a arrecadação de recursos destinados à compra pela União de ativos de geração, transmissão ou distribuição em eventuais casos de fim da concessão pelas empresas. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pelas concessionárias em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de suas receitas anuais; sua gestão fica a cargo da Eletrobras.

A RGR é aplicada em projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, como nos casos dos programas *Luz para Todos* e *Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)* [9]. Os aportes deste encargo também são direcionados às obras de expansão do sistema elétrico, como a revitalização de parques térmicos e aquisição de medidores e telecomandos para subestações. Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, a Eletrobras aplicou R\$ 914 milhões em 2008 [9].

A polêmica gira em torno da longa prorrogação da vigência do encargo: ainda em 2010, próximo ao fim da vigência da Lei nº 10.438, de 2002, quando o governo já

se movimentava para promulgar a Medida Provisória que estenderia o encargo até 2035, muitas concessionárias já faziam pressão contra esse movimento do governo, o que não surtiu efeito. Entretanto, há um movimento crescente e contínuo de entidades do setor elétrico para revogar a Medida, ou pelo menos diminuir o seu prazo, conforme verificado no ano de 2011, com o envio de uma carta para diversas instâncias do governo federal, entre elas o Ministério de Minas e Energia, o Ministério da Fazenda e a Presidência da República, cobrando a redução da carga tributária do setor.

As entidades responsáveis pelo envio da carta são [12] Abradee (distribuidoras), Abraceel (comercializadoras), ABCE (concessionárias), Apine (geradores), Abraget (geradores térmicos), ABEEólica (usinas eólicas), Abrate (transmissoras), Atragel (pequenos geradores), Abrace (consumidores) e Anace (consumidores).

Além da elaboração da carta à Presidente da República, as associações foram buscar articulação com o Congresso Nacional para derrubar a extensão da cobrança do encargo, o que gerou alguns projetos de lei nessa direção, no entanto o governo faz força para a manutenção do encargo, visando a sua aplicação em projetos-modelo como o *Luz para Todos*.

O que se discute, porém, é a tendência da aplicação cada vez menor de recursos da RGR em tais projetos, uma vez que já teriam atingido níveis altos de abrangência, não havendo mais a necessidade de grandes investimentos. Em reportagem do Jornal O Globo, em 19 de dezembro de 2010, o presidente do Instituto Acende Brasil, Claudio Sales, destacou que a RGR não tem motivos para continuar existindo, até porque depois da aplicação de recursos em diversos programas, ainda sobra dinheiro.

Dentre os programas financiados pela RGR, certamente o *Luz para Todos* [9] é o mais relevante nos Sistemas Isolados (aqui vale lembrar que a CDE também financia o programa), merecendo atenção especial: trata-se de um programa social criado em 2003 pelo Governo Federal com o intuito de levar energia elétrica para os meios rurais, nos quais estão alocadas mais de 10 milhões de pessoas. Naturalmente, os Sistemas Isolados no interior dos estados da Região Norte estão contemplados no programa, sendo responsáveis pela maior parte dos recursos aplicados.

3.2. Conta de Consumo de Combustíveis – Sistemas Isolados

A CCC foi criada pelo Decreto nº. 73.102, de 07 de novembro de 1973 [11], referindo-se ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis para geração de energia termelétrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos

superiores à geração hidrelétrica, pelo fato de requerer a utilização de combustíveis, como óleo combustível, óleo diesel, gás natural ou carvão mineral.

A geração termelétrica torna-se necessária à medida que as condições de geração de energia hidrelétrica nos Sistemas Interligados são insuficientes para o atendimento ao mercado, por questões de segurança operativa, ou ainda para abastecer regiões que estejam fora da área de atendimento do SIN, como na Região Norte, nos Sistemas Isolados. Entretanto, a CCC inicialmente atenderia somente as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, com o intuito de garantir o fornecimento de combustíveis utilizados nas centrais termelétricas espalhadas pelo país, dando mais confiabilidade ao sistema; sua aplicabilidade aos Sistemas Isolados se deu apenas em 28 de agosto de 1991, por meio da Portaria nº 179 do Ministério da Infraestrutura.

Os custos da geração termelétrica nos Sistemas Isolados são, portanto, rateados por todos os consumidores do país, mediante a fixação de valores anuais para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade maior ou menor do uso das usinas termelétricas.

A CCC essencialmente existe por uma questão social: dividir os custos da produção de energia elétrica nas centrais termelétricas, que são relativamente altos, pelas concessionárias é a solução encontrada para que estes não recaiam sobre as pobres populações da região amazônica, por exemplo.

A Lei nº. 9.648/98 e a Resolução ANEEL n.º 261, de 13 de agosto de 1998, estabeleceram a extinção a partir de 1º de janeiro de 2006, da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados. Já a Lei nº. 9.648/2002 e, posteriormente, a Lei n.º 10.438/2002, mantiveram até 2022 a sistemática de rateio do custo de consumo de combustíveis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados: daí surge a denominação CCC-ISOL. Além disso, foi criada a subrogação, que estende a utilização dos recursos da CCC para os empreendimentos das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e de geração a partir de fontes alternativas de energia.

Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL com base nas informações prestadas pela Eletrobras com relação às condições previstas de disponibilidade hidráulica, à taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e aos preços esperados dos combustíveis.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº. 751, de 16 de dezembro de 2008, fixou os valores das quotas anuais referentes aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, para crédito na CCC. A cota da CCC fixada anualmente é recolhida mensalmente pelas concessionárias à

Eletrobras, que é a gestora dos recursos arrecadados para esse fim. Segue abaixo, na Tabela 3.4, o demonstrativo da aplicação dos recursos obtidos pela CCC em 2010:

Tabela 3.4 – Demonstrativo da aplicação dos recursos da CCC em 2010 [10]

Aplicação dos Recursos	Previsão (a) (R\$ mil)	Realização (b) (R\$ mil)	Participação (c)	Desempenho (d = b/a)	Diferença (e = b - a)
Combustíveis	4.878.739,0	3.039.565,2	85,3%	62,3%	-1.839.173,8
Subrogações	0,0	120.903,3	3,4%	0,0%	120.903,3
Outras Aplicações	0,0	401.860,1	11,3%	0,0%	401.860,1
TOTAL	4.878.739,0	3.562.328,5	100,0%	73,0%	-1.316.410,5

Fonte: Eletrobrás

A CCC reembolsa os investimentos realizados pelos agentes geradores nos Sistemas Isolados da seguinte maneira: calcula-se a diferença entre o custo total de geração de energia elétrica para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do SIN. Para o cálculo do custo total de geração de energia são levados em consideração os seguintes custos relativos [13, 14]:

- ao preço da energia elétrica e da potência associada contratadas pelos agentes de distribuição;
- à geração própria dos agentes de distribuição, inclusive aluguel de máquinas;
- às importações de energia e potência associada, incluindo o custo da respectiva transmissão;
- aos encargos e impostos não recuperados, ou seja, os encargos e impostos pagos pelos agentes geradores dos Sistemas Isolados para o atendimento dos mesmos, que não tenham sido revertidos em reembolsos oriundos da RGR, CCC ou outros encargos aplicáveis aos Sistemas Isolados;
- aos investimentos realizados em geração própria de energia elétrica;
- ao preço da prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas, inclusive instalação, operação e manutenção de sistemas de geração descentralizada com redes associadas;
- à contratação de reserva de capacidade para atender a contingências no mercado isolado.

É importante frisar que serão também reconhecidos para efeito de reembolso da CCC os custos relativos ao preço dos combustíveis para geração de energia elétrica própria ou de terceiros, incluindo, quando for o caso, as despesas de transporte; tais considerações são importantes pelo problema da logística de abastecimento de combustíveis.

Como no caso da RGR, há controvérsias acerca da aplicação dos recursos da CCC com relação ao arrecadado. Em 22 de fevereiro de 2011 a ANEEL aprovou a resolução que estabelece as novas regras de cálculos e recolhimento da CCC; a agência reguladora considera que o encargo deverá atingir o montante de R\$ 5,5 bilhões em 2011 [15].

A estimativa levou em consideração as premissas estabelecidas pela Lei 12.111, de 09 de dezembro de 2009, regulamentada pelo Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, das quais podem ser citadas como as principais causadoras do aumento do montante arrecadado em decorrência do aumento do custo dos empreendimentos nos Sistemas Isolados:

- A inserção de eventuais custos de agentes de geração associados à adequação dos contratos comerciais, além dos encargos, incluindo os de utilização das redes de transmissão e distribuição, no custo total de geração elétrica nos Sistemas Isolados, quando da ocorrência da integração ao SIN: tal procedimento visa ao equilíbrio das contas dos agentes geradores, evitando prejuízos decorrentes da interligação de seus sistemas;
- A possibilidade de inserção das contribuições dos agentes de geração visando à eficiência econômica e energética, a mitigação de impactos ao meio ambiente e a utilização de recursos energéticos locais, no custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, com a finalidade de atingir a sustentabilidade econômica da geração de energia elétrica;
- A possibilidade de a ANEEL validar a aquisição de combustíveis pelos agentes geradores ou distribuidores acima do preço de referência.

Em resumo, as alterações no cálculo da CCC farão com que os subsídios deixem de contemplar apenas o custo da compra de combustível, para cobrir o custo efetivo da produção de energia elétrica. Contudo, não são esperados aumentos significativos das tarifas de energia, pois seriam compensados pela redução dos custos em função da interligação do Sistema Porto Velho – Rio Branco ao SIN, em 2009.

No entanto, ainda que não tenha concluído a regulamentação, a ANEEL iniciou já em 2010 a elevação da CCC: a partir de fevereiro, o valor da energia foi elevado para R\$ 15 por MWh, o que elevou a arrecadação do encargo em 2010 para R\$ 4 bilhões. Antes das novas regras, o valor anual médio era de R\$ 3 bilhões por ano, com o custo de R\$ 8 por MWh [15].

O governo espera que haja o declínio do custo dos combustíveis nos Sistemas Isolados nos próximos anos, pelo fato de que as mudanças atuais que estão sendo realizadas, como as descritas anteriormente, atrairiam a iniciativa privada. Atualmente as concessionárias de energia estatais, subsidiárias da *holding* Eletrobras, dominam o cenário local, porém são deficitárias, trazendo ônus à empresa mãe.

A ideia é a viabilização da compra pelo critério do menor preço nos novos leilões de energia para os Sistemas Isolados, alcançando em última instância maior ganho de eficiência energética, independente do tipo de geração. Outro atrativo é o fato de agora haver remuneração aos empreendedores pela manutenção das termelétricas como reserva, mesmo após a interligação, conforme já acontece com as demais centrais termelétricas do SIN. O retorno financeiro está garantido durante a vigência dos contratos de concessão. Entretanto há a preocupação com as centrais termelétricas que ficarão fora da cobertura dos novos contratos, podendo gerar prejuízos às já deficitárias concessionárias da Região Norte, como a Eletrobras Amazonas Energia, por exemplo.

3.3. A Questão Social no Atendimento às Comunidades Isoladas

A densa e caudalosa vegetação da Região Norte é um entrave histórico à sua ocupação, de modo que, ainda que tal região represente a maior parte do território brasileiro, é a menos habitada. Ademais, as concentrações populacionais se deram de forma esparsa, caracterizando vários pequenos centros de carga, normalmente próximos dos inúmeros rios da região.

O atendimento às comunidades isoladas da Região Norte, em todos os aspectos, é uma questão social. Portanto, ainda que a energia elétrica não possa ser considerada como bem público, para essas comunidades o consumo de energia também é de interesse da sociedade com um todo, configurando um sentido mais amplo do que pode ser chamado o bem público.

Justamente pelo exposto acima existem os subsídios da CCC-ISOL e da RGR, considerando o alto custo da geração termelétrica, a qual é a mais utilizada nos Sistemas Isolados, e o padrão de renda costumeiramente inferior ao da média

nacional. Em muitos casos esse contraponto chega a extremos, nos casos de comunidades ribeirinhas abaixo do limite da pobreza.

Tais comunidades normalmente vivem de atividades extrativas em pequena escala ou de agricultura de subsistência; as economias regionais apresentam baixo desempenho devido ao pequeno valor agregado aos seus produtos. A falta de programas de desenvolvimento econômico regional, o isolamento geográfico e a falta de planejamento energético específico e sustentável trazem dificuldades ao atendimento satisfatório de energia elétrica às comunidades isoladas.

É importante lembrar que boa parte dessas comunidades são compostas por tribos indígenas e, sem entrar na questão acerca da necessidade ou não da manutenção do isolamento dos índios para que estes possam preservar sua cultura, deve-se considerá-los como cidadãos brasileiros, logo justificando a assistência pelo Estado para suas necessidades básicas: saneamento, energia elétrica etc.

Nesse contexto, a expansão dos Sistemas Isolados às comunidades da Região Norte, da mesma forma que programas como o *Luz Para Todos* se mostram fundamentais e apresentam resultados satisfatórios quanto ao abastecimento de energia elétrica. Ainda assim, muitas vezes o isolamento extremo de certas comunidades leva a dificuldades no abastecimento de combustíveis às localidades, levando a operação racionada de diversas UTE, o que é exposto na Tabela 3.5 abaixo, mostrando os Sistemas Isolados da CERR que não são atendidos durante a totalidade do dia.

Tabela 3.5 – Sistemas Isolados não atendidos 24 horas por dia [4]

Companhia Energética de Roraima - CERR		
Nº	Sistema	Nº de horas / dia de atendimento
1	COMUNIDADE INDÍGENA DO CONTÃO	19
2	VILA TAIANO (Interligação a Boa Vista via Alto Alegre em 1/7/2011)	16
3	COMUNIDADE INDÍGENA DO JACAMIM	14
4	VILA MUTUM	14
5	COMUNIDADE INDÍGENA OLHO DA ÁGUIA	13
6	ÁGUA FRIA	12
7	COMUNIDADE INDÍGENA ARAÇÁ DA NORMANDIA	12
8	COMUNIDADE INDÍGENA BOCA DA MATA	12
9	COMUNIDADE INDÍGENA VISTA ALEGRE	12
10	SOCÓ	12
11	VILA CACHOEIRINHA	12

12	VILA SÃO JOSÉ	12
13	ENTROCAMENTO	12
14	MALOCA DO BOQUEIRÃO	12
15	VILA VILENA (Interligação a Boa Vista via Cantá em 1/7/2011)	12
16	COMUNIDADE INDÍGENA ARAÇÁ DO AMAJARI	11
17	SACAÍ	11
18	COMUNIDADE INDÍGENA ARAÇÁ DA RAPOSA	10
19	COMUNIDADE INDÍGENA MARACANÃ	10
20	LAGO GRANDE	10
21	SANTA MARIA DO XERUINI	10
22	TERRA PRETA	10
23	VILA CAICUBI	10
24	VILA FLORESTA	10
25	VILA ITAQUERA	10
26	MANGUEIRA DO AMAJARI	10
27	COMUNIDADE INDÍGENA NAPOLEÃO	9
28	COMUNIDADE INDÍGENA SÃO MARCOS	9
29	SAMAÚMA	9
30	GUARIBA II	9
31	LAGO GRANDE II	9
32	MALOCA DO CAJÚ	9
33	MALOCA SANTA CRUZ	9
34	COMUNIDADE INDÍGENA XUMINA	8
35	PANACARICA	8
36	SÃO FRANCISCO DO BAIXO RIO BRANCO	8
37	VILA DONA COTA	8
38	VILA MILAGRE	8
39	VILA REMANSO	8
40	BOM JESUS DO AMAJARI	8
41	MALOCA CATUAL	8
42	MALOCA DO TICOÇA	8
43	MALOCA VILA NOVA AMAJARI	8
44	SANTA MARIA VELHA	8
45	COMUNIDADE INDÍGENA DO FLEXAL	7
46	COMUNIDADE INDÍGENA GUARIBA	6
47	COMUNIDADE COBRA	6
48	COMUNIDADE INDÍGENA XIXUAÚ	6
49	COMUNIDADE SOMA	6
50	MALOCA DO ANAUÃ WAI WAI II	6

51	MALOCA DO CANAVIAL	6
52	MALOCA DO CONGRESSO	6
53	MALOCA DO GAVIÃO	6
54	MALOCA DO MARUPÁ	6
55	MALOCA DO TAXI	6
56	MALOCA JATAPUZINHO WAI WAI I	6
57	MALOCA PERDIZ	6
58	MALOCA SANTA INEZ	6
59	VILA SÃO PEDRO	6
60	COMUNIDADE INDÍGENA SANTA ROSA	5
61	TANAUAU	5
62	WAY-WAY-SAMAÚMA	5
63	MALOCA DO JAUARI	4

FROTA e BAJAY [16] defendem que os subsídios destinados ao fornecimento de energia elétrica dos Sistemas Isolados sejam arrecadados e aplicados de forma clara e transparente, sendo mais explícitos, uma vez que atualmente tais subsídios são compostos por encargos destinados à geração termelétrica de forma geral, ou ainda por meio de prejuízos adquiridos pelos agentes de geração e distribuição locais.

Uma solução possível seria a cobertura dos prejuízos sendo feita diretamente pelo Estado, por meio do orçamento público. Contudo, tal opção não é considerada viável, por onerar ainda mais um Estado já sobrecarregado de gastos públicos. Então, de forma implícita, por meio de encargos cobrados dos diversos agentes do setor elétrico do país, que repassam aos seus consumidores, o governo administra um fundo específico para subsidiar a operação, manutenção e expansão dos Sistemas Isolados.

Entretanto, há grande pressão da opinião pública sobre esses encargos, assim como sobre a alta carga de impostos do país em âmbito geral. O montante arrecadado da CCC-ISOL aumenta anualmente, o que contrapõe a tendência de diminuição de gastos com a gradativa integração de diversos Sistemas Isolados ao SIN. Conforme visto no item anterior, atualmente a CCC-ISOL subsidia todo o custo de geração nos Sistemas Isolados e não apenas o da compra de combustíveis, o que pode explicar o aumento dos gastos das empresas. Além disso, há inúmeros investimentos em empreendimentos de transferência de centrais a diesel para centrais a gás natural ou ainda sistemas híbridos aproveitando fontes renováveis.

A tendência é a inserção cada vez maior de agentes privados na região, principalmente com o incentivo ao desenvolvimento de centrais utilizando matrizes

renováveis, diminuindo o montante da CCC-ISOL, à medida que a quantidade de combustível a ser comprada diminui.

Outra discussão importante que acompanha a questão dos subsídios destinados aos Sistemas Isolados são os problemas naturalmente decorrentes a qualquer subsídio, dos quais se destacam dois, no caso da CCC-ISOL:

- Consumo exagerado;
- Ineficiência dos agentes de geração e distribuição.

O primeiro problema pode ser controlado por meio da tarifação próxima aos níveis nacionais, evitando o aporte de grandes consumidores industriais, por exemplo. Já o segundo problema depende essencialmente do agente regulador (ANEEL), que estabelece metas de limites de consumo de combustíveis, por exemplo, pressionando as empresas para que operem de forma mais eficiente.

De acordo com FROTA e BAJAY [16], há a necessidade de um planejamento energético para os Sistemas Isolados integrado com os planejamentos em âmbito nacional, estadual e municipal e com os demais programas de atendimento social, que vise a um horizonte mais longo, deixando de servir apenas a interesses políticos regionais, para enfim trazer mais qualidade de vida a essas comunidades esquecidas ao longo da história.

Os autores chegam a propor um processo de planejamento e monitoramento para os Sistemas Isolados, seguindo o novo modelo do setor elétrico brasileiro, inclusive propondo um Operador dos Sistemas Isolados – OSI, nos moldes do ONS, com a tarefa de planejar esquemas de operação e expansão dos Sistemas Isolados, determinar a reserva de segurança necessária para a operação de cada sistema etc. Esse novo órgão viria a substituir o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), que hoje é o responsável pelas atribuições técnicas relativas aos Sistemas Isolados.

4. Operação dos Sistemas Isolados

Com todas as dificuldades já citadas com relação à gestão e à operação dos Sistemas Isolados, desde a administração dos encargos setoriais, passando pela logística de abastecimento de combustíveis às localidades, até a operação propriamente dita, fez-se necessário a criação de meios de se realizar todas essas tarefas; a Eletrobras hoje é a responsável por grande parte delas.

4.1. O Papel da Eletrobras e o GTON

O atendimento aos Sistemas Isolados é feito pelas concessionárias dos estados em que estão localizados, as quais em sua maioria são pertencentes ao Sistema Eletrobras.

À *holding*, por sua vez, são atribuídas as responsabilidades de administração dos recursos obtidos pela CCC-ISOL e toda a operacionalização das centrais geradoras. Para isso foi criado o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), que engloba técnicos da Eletrobras e dos demais agentes geradores dos Sistemas Isolados, sendo coordenado pela Diretoria de Engenharia da Eletrobras.

O GTON é composto por uma Secretaria Executiva (SGTON), uma Comissão Especial de Acompanhamento dos Sistemas Eletricamente Isolados (Cesi) e seis Comitês Técnicos [5]: Planejamento (CTP), Operação (CTO), Distribuição (CTD), Mercado (CTM), Combustíveis (CTC) e Financeiro (CTF), todos coordenados pela Eletrobras.

Destaca-se ainda o apoio do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras CEPEL) nos projetos de pesquisa e desenvolvimento relativos aos Sistemas Isolados, dentre os quais se destacam os programas computacionais OTSI (Programa de Otimização de Despacho para os Sistemas Isolados) e SSI (Programa de Simulação de Despacho para os Sistemas Isolados). Tais programas serão utilizados em simulações para análise de despacho otimizado de unidades geradoras em uma usina termelétrica.

Considerando que diversas empresas do Sistema Eletrobras são responsáveis pelo atendimento aos Sistemas Isolados, foi criado, no âmbito da Diretoria de Engenharia, o Departamento de Planejamento e Gestão de Sistemas Não Interligados (ECI), que faz parte da Superintendência de Comercialização - EC, uma das quatro superintendências da Diretoria de Engenharia da Eletrobras.

O ECI é constituído de duas divisões: Divisão de Gestão de Sistemas Não Interligados (ECIG), responsável por atividades relacionadas à operação dos Sistemas Isolados; e Divisão de Operacionalização de Sistemas Não Interligados (ECIS), responsável por atividades relacionadas ao Planejamento da Operação dos Sistemas Isolados. Na Figura 4.1 é apresentado o organograma do ECI:

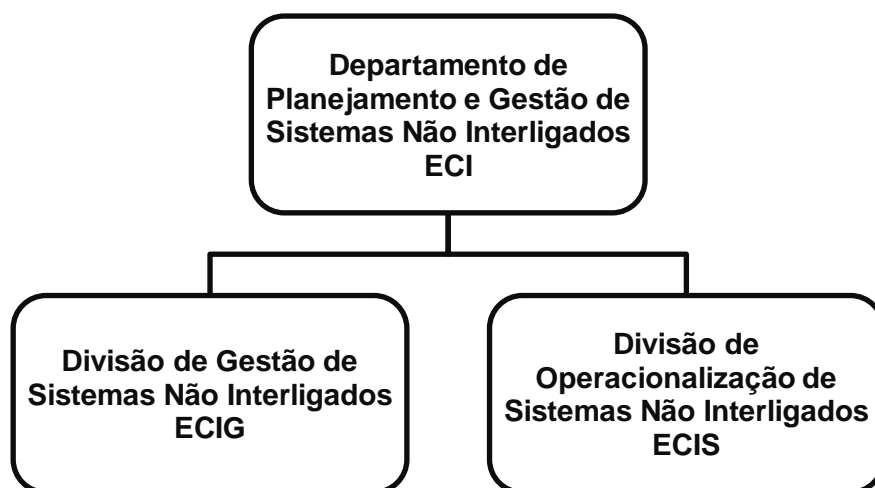


Figura 4.1 – Organograma dos setores da Eletrobras responsáveis pelos Sistemas Isolados

O ECI tem como uma de suas atividades a realização de testes de consumo específico nas unidades geradoras, bem como a realização de medições físicas do estoque de combustível e o acompanhamento e controle do parque térmico dos Sistemas Isolados. Tais atividades ocorrem por meio de inspeções técnicas periódicas nas usinas termelétricas, com o objetivo de verificar aspectos técnico-operacionais e ambientais das mesmas.

Busca-se, deste modo, assegurar aos consumidores não contemplados com as vantagens oferecidas pelos Sistemas Interligados, o fornecimento de energia elétrica em condições adequadas de segurança e qualidade.

Cabe também ao ECI o acompanhamento dos dados referentes à operação dos Sistemas Isolados, realizado por meio do recebimento das principais informações pertinentes às usinas térmicas e hidráulicas desses sistemas, tais como, geração verificada, consumo de combustíveis e acompanhamento de estoques de combustível.

Ademais, todo o planejamento de curto e médio prazo da operação das usinas térmicas e hidráulicas dos Sistemas Isolados é de competência do departamento, com o apoio do GTON e a participação de todas as empresas que atendem aos Sistemas Isolados, o que se concretiza por meio das seguintes publicações: Programa Mensal de Operação e Plano de Operação dos Sistemas Isolados, sendo o primeiro editado

mensalmente e o segundo anualmente; ambos são públicos e estão disponíveis no portal da Eletrobras. Nesses documentos estão todas as diretrizes para se obter os melhores resultados no atendimento ao mercado destes Sistemas, contendo informações referentes à previsão mensal ou anual de geração térmica e de consumo de combustível para cada uma das usinas termelétricas dos Sistemas Isolados.

Além de inspeções para medição de estoque de combustível no Parque Gerador, são também realizadas medições de estoque de combustível remanescente quando da desativação de usinas termoeletricas nos Sistemas Isolados. Tais inspeções são necessárias para a devida conferência entre o estoque real e o estoque informado pelas empresas na Planilha de Acompanhamento do Estoque de Combustível – AEC.

Outras responsabilidades do ECI são listadas abaixo:

- Desenvolver, efetuar e cumprir as disposições constantes do *Manual de Recebimento, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas* desenvolvido pelo GTON/CTO e disponível no portal da Eletrobras;
- Elaborar os Planos de Contingência para garantia de fornecimento de energia elétrica;
- Realizar análises de viabilidade e comprovações físicas de projetos de geração térmica financiados com recursos da RGR, visando não somente à aplicação eficiente dos recursos disponíveis, mas também à confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

4.2. A logística de Abastecimento de Combustíveis

A histórica omissão dos governos com relação ao atendimento de requisitos básicos da Região Norte do país fez com que, dentre outras coisas, as comunidades da região, distribuídas esparsamente pelo extenso território, tenham poucos meios terrestres de comunicação.

De fato, a situação das rodovias na região amazônica é alarmante. Além de serem poucas, em sua maioria não são pavimentadas em sua totalidade. A famosa BR-230, conhecida com a Rodovia Transamazônica, indo da costa leste da região, mais povoada, até cidades como Humaitá e Lábrea, no extremo Oeste do Estado do Amazonas, possui inúmeros trechos não pavimentados, tornando-se impraticáveis nas épocas de chuvas mais abundantes. Ademais, em certos trechos em que há a

passagem por rios, não há pontes construídas, com a necessidade da utilização de balsas.

Dessa forma, em boa parte dos casos, o abastecimento terrestre de combustíveis aos Sistemas Isolados é inviável, sendo feito diretamente via fluvial, por meio de balsas-tanque, ou ainda de forma híbrida, nos casos em que os Sistemas Isolados não se localizam à margem dos rios. A Figura 4.2 ilustra as principais rotas fluviais e terrestres de abastecimento, a partir dos pontos de revenda do combustível.

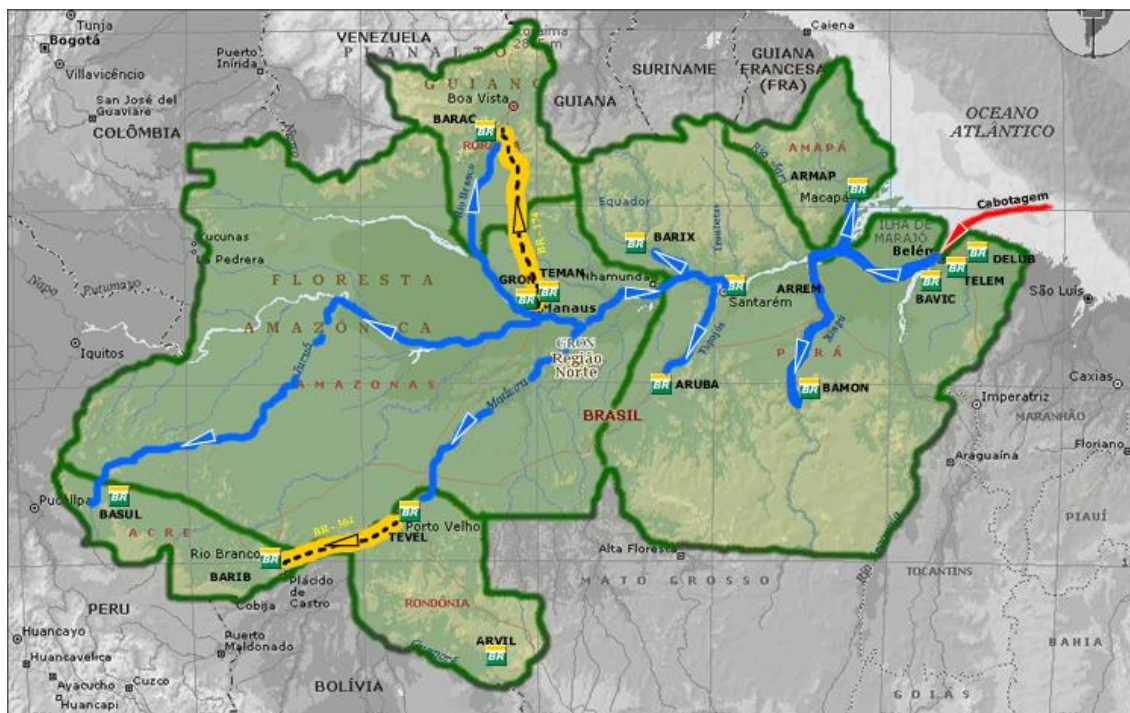


Figura 4.2 – Principais rotas terrestres e fluviais de abastecimento de combustíveis nos Sistemas Isolados (Fonte: Eletrobras)

Com o combustível sendo adquirido nos centros urbanos, seu transporte até as demais localidades onde estão os Sistemas Isolados podem levar desde algumas horas até vários dias e para os casos de transporte fluvial os períodos de seca tornam-se importantes agravantes do problema do abastecimento de combustíveis, tornando o estoque de combustível procedimento obrigatório; cidades como Lábrea, por exemplo, recebem o óleo diesel mensalmente apenas.

Portanto, em qualquer forma de transporte a ser adotado, segue-se uma complexa logística, considerando as seguintes premissas:

- Os pontos de venda de combustíveis ou redes de distribuição devem ser os mais próximos possíveis, para que sejam diminuídos os custos e as perdas de combustível com o transporte;
- O transporte deve ser feito objetivando a minimização dos custos associados, levando em consideração inclusive as diferentes condições climáticas nas estações do ano para o planejamento de abastecimento, já que, conforme dito anteriormente, períodos de seca dificultam o transporte fluvial, enquanto as chuvas tornam o transporte terrestre impraticável na maioria das precárias estradas da Região Norte;
- O armazenamento do combustível deve ser feito de forma adequada, para que sejam minimizadas as perdas, além de proporcionar segurança aos responsáveis pelo seu manuseio.

Para que os itens acima sejam atendidos, o GTON/CTO elaborou o *Manual de Recebimento, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas*, cujos procedimentos são definidos segundo as normas técnicas vigentes e devem ser adotados por todos os agentes receptores de combustível nos Sistemas Isolados. Regularmente são realizados treinamentos de aprendizado e reciclagem dos procedimentos definidos pelo Manual, o qual ainda conta com um caderno separado de *Instruções Técnicas*.

Outro problema com relação ao abastecimento de combustíveis nos Sistemas Isolados é a segurança do transporte. Ainda que o *Manual de Recebimento, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas* determine de forma bastante detalhada os procedimentos a serem tomados, ele não contempla a fase de transporte do combustível, que é normalmente feito de forma precária, em tanques mal conservados. Além disso, o isolamento de muitas pequenas cidades e vilarejos faz com que as balsas ou caminhões tanque sejam alvos fáceis para roubos.

Vale ressaltar que o Acompanhamento do Estoque de Combustíveis (AEC), realizado pela Eletrobras por meio da Divisão de Operacionalização dos Sistemas Isolados (ECIS), efetua o controle dos combustíveis em cada sistema, contabilizando as perdas no transporte, inclusive.

4.3. Geração Térmica a Óleo Diesel

Mesmo com a gradual perda de espaço para as turbinas a gás natural proveniente da bacia de Urucu – Coari ou para as matrizes renováveis, a geração térmica baseada em grupos geradores a óleo diesel ainda possui bastante espaço no

mercado dos Sistemas Isolados, por diversos motivos. Cabe aqui enumerar as vantagens e desvantagens da utilização de centrais termelétricas a diesel, para que possa ser entendido o porquê da sua histórica utilização nos Sistemas Isolados e a diminuição recente de sua utilização.

Primeiramente, deve ser considerado o baixo custo de aquisição de grupos geradores a diesel, em comparação com as turbinas a gás ou à implantação de centrais fotovoltaicas ou aerogeradores. Além disso, os grupos geradores podem ser alimentados com biodiesel, diminuindo a emissão de poluentes.

Outras vantagens são a robustez e a versatilidade de tais grupos geradores, os quais podem ser encontrados em longa faixa de potências de operação nominais (*Potência Prime*), de poucos kVA até valores em MVA, indo de encontro com a não-regularidade das demandas regionais dos Sistemas Isolados, que atendem desde pequenas tribos indígenas no interior de Roraima até grandes sistemas, como até pouco tempo era feito em Manaus, que hoje opera com turbinas a gás.

O uso histórico das centrais a diesel fez com que a mão-de-obra local tenha obtido experiência em lidar com as máquinas, de modo que há disponibilidade de pessoal qualificado para a realização das manutenções periódicas. No entanto, a necessidade de constante manutenção, tanto preventiva quanto preditiva, encarece a operação das usinas, configurando em uma desvantagem da utilização do diesel como combustível na geração térmica dos Sistemas Isolados, ainda que a manutenção para esse tipo de planta seja mais barata do que a das centrais a gás.

A principal desvantagem, porém, é o próprio combustível: o alto e crescente custo de qualquer produto derivado do petróleo, aliado a todas as questões envolvendo a logística de transporte e entrega dos combustíveis nas usinas já explicadas, faz com que o custo operacional dos Sistemas Isolados seja excessivamente alto.

A ascensão do gás natural na região se deve essencialmente ao fato de ter sido construído o gasoduto Urucu – Coari – Manaus, que diminuiu bastante o custo relativo ao transporte do gás, além de trazer mais confiabilidade ao abastecimento, uma vez que o gasoduto não está suscetível às dificuldades que as condições climáticas trazem ao transporte fluvial ou terrestre na região. A figura 4.3 mostra o trajeto do gasoduto e as principais cidades beneficiadas por ele.



Figura 4.3 – Gasoduto Urucu – Coari – Manaus (Fonte: Eletrobras)

Outras desvantagens são a poluição sonora causada pelos ruídos emitidos pelos grupos geradores. Uma solução, nesse caso, é colocá-los em cabines para atenuação do efeito (isolação acústica), o que encarece o projeto, contudo. A emissão de poluentes que contribuem para o aumento do efeito estufa, como o monóxido e o dióxido de carbono (CO e CO₂, respectivamente), além de vapores oriundos do combustível não totalmente queimado, prejudiciais à saúde humana, são certamente outro grande problema. Por fim, o descarte do óleo lubrificante, muitas vezes feito de forma inadequada, faz com que sua deposição no solo venha a poluir o lençol freático, configurando em um grave problema ambiental.

Não à toa há a pressão da sociedade para que as centrais térmicas em geral sejam menos utilizadas e, conforme visto acima, a balança tende para o lado das demais fontes de energia. Entretanto, há ainda aplicabilidade para o óleo diesel, como pode ser visto na prática. Justamente por isso é tão importante estudar meios de otimizar a operação das UTE, objetivando a diminuição do consumo de combustíveis.

4.4. Consumo Específico de Combustível

Embora as planilhas de dados ou *data sheets* dos grupos geradores a diesel apresentem as informações de consumo de combustível em valores absolutos, na unidade de litros por hora (l/h), é mais usual a adoção do consumo específico como grandeza de comparação entre os consumos de grupos geradores, a qual é definida a seguir:

$$CE \text{ (l/kWh)} = \frac{CC \text{ (l/h)}}{P_{\text{saída}} \text{ (kW)}} \quad (4.4.1)$$

Onde:

CE: consumo específico de combustível

CC: consumo de combustível

$P_{\text{saída}}$: potência ativa de saída do grupo gerador

Com os valores de consumo de combustível definidos para determinados patamares de carga, pode-se calcular os consumos específicos para cada situação e assim traçar a curva de consumo específico. A Tabela 4.1 e a Figura 4.2 mostram os dados calculados e curva de consumo específico obtida para o modelo *Caterpillar 3616* [17], de 4840 kW de potência nominal, que apresenta o desenho típico dessa curva característica:

Tabela 4.1 – Dados de consumo específico de combustível calculados para o modelo *Caterpillar 3616* a partir dos dados de consumo de combustível especificados [17]

Patamar da Potência Nominal	100	90	80	75	70	60	50	40	30	25	20	10
Consumo Específico (l/kWh)	0,2397	0,2399	0,2417	0,2429	0,2445	0,2487	0,2545	0,2653	0,2811	0,2924	0,3082	0,3816

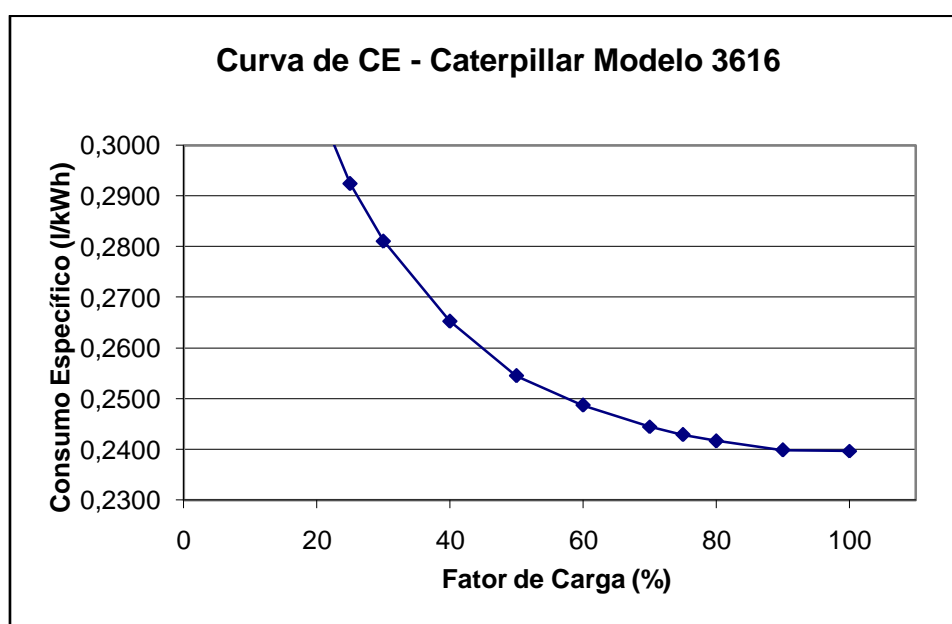


Figura 4.2 – Curva de consumo específico de combustível calculada para o modelo *Caterpillar 3616* [17]

Vale ressaltar que a Caterpillar fornece em suas especificações valores de consumo de combustíveis para patamares de décimos da potência nominal, o que proporciona mais pontos para o cálculo da curva. Porém, tal expediente é exceção, visto que as demais grandes empresas do setor costumam fornecer quatro ou mesmo três dados de consumo de combustível, sempre passando pelos patamares de carga baixa, média e nominal.

A curva mostrada acima representa o comportamento típico da maioria dos grupos geradores a diesel: quanto menor o patamar de carga com relação à especificação nominal de potência, maior o consumo de combustível, o que confirma que, na medida do possível, deve-se operar cada máquina com a potência de saída nominal ou próxima dela, para que se evite o alto consumo de óleo diesel.

4.5. Teste de Consumo Específico e os Limites da ANEEL

Tendo sido determinadas as curvas-padrão de consumo específico dos variados modelos de grupos geradores, o passo seguinte consiste na realização do *Teste de Consumo Específico*, objetivando a verificação do rendimento do grupo gerador. Os testes são realizados periodicamente, juntamente com inspeções no parque térmico dos Sistemas Isolados, que verificam se as condições de suprimento de energia, as condições operacionais das unidades geradoras (UG) e as condições físicas das instalações estão adequadas e se o estoque de combustível está compatível com o volume adquirido com recursos da CCC.

A realização dos testes é feita seguindo um procedimento bem definido [18]. As grandezas medidas são a quantidade de combustível consumido pela UG e sua respectiva energia gerada, em intervalos de tempo de meia hora. Há diferentes métodos de medir tais grandezas, possuindo ordem de prioridade mostrada a seguir:

- **Medição da Energia Gerada**
 - i. Leitura do painel da UG nos instantes inicial e final do teste;
 - ii. Leitura obtida por medidor eletrônico digital (pulsos);
 - iii. Leitura em medidor analógico.

- **Medição do Volume de Combustível**

- i. Leitura obtida por fluxômetro digital com a diferença observada entre os instantes inicial e final do teste;
- ii. Leitura obtida por fluxômetros analógicos com a diferença observada entre os instantes inicial e final do teste;
- iii. Medição da diferença de nível de combustível entre os instantes inicial e final do teste, em tanques de serviço.

Os testes devem ser realizados em todos os modelos diferentes de UG da UTE, e em mais da metade das UG, priorizando-as de acordo com a seguinte ordem:

- **Quanto às condições operacionais**

- i. UG que tiver o maior número de horas de operação após aquisição (estado de zero hora) ou revitalização;
- ii. UG com restrições operacionais, desgastes, aquecimento, vazamentos no sistema de arrefecimento e lubrificação, bem como vazamento de óleo diesel;
- iii. UG com tanque diário de operação único, exclusivo durante a operação;
- iv. UG que mais contribui para o atendimento da carga da localidade;
- v. UG com o calendário de manutenção preventiva/corretiva vencida.

- **Quanto à disponibilidade ou instalação de medidores**

- i. UG que tiver fluxômetros calibrados nas vias de admissão e retorno, preferencialmente;
- ii. UG que tiver preferencialmente painel de comando elétrico digital, ou analógico;
- iii. Possibilidade de acoplamento dos equipamentos de medição do consumo de combustível;
- iv. Possibilidade de acoplamento dos equipamentos de medição da geração de energia.

As medições são realizadas para três condições de carregamento: baixo (50%), médio (75%) e nominal (100%). Entretanto, na prática são adotadas faixas de

carga (50 – 60%, 70 – 80% e 90 – 100% para baixo, médio e alto, respectivamente), pelo fato de em muitos casos ser difícil o ajuste exato do carregamento.

A média mensal do consumo específico da UTE deve estar abaixo dos limites definidos pela ANEEL, de acordo com a Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011 [19].

Dessa forma, para os grupos geradores a diesel, os valores de consumo específico calculados após as medições servem como indicativo para definir os menores valores de potência de saída possível com relação à potência nominal da UG: quanto menor for o carregamento, maior o consumo. Valores de consumo específico acima dos limites especificados pela ANEEL indicam pontos de operação a serem evitados, por elevar a média mensal do consumo acima dos valores permitidos.

Nos anexos de [19] encontram-se os valores limite de consumo específico definidos para diferentes faixas de potência. Nas Tabelas 4.2 e 4.3, estão explicitados os limites em vigor a partir de 01 de janeiro de 2012 e aqueles que entrarão em vigor em 01 de janeiro de 2014.

Tabela 4.2 – Limites de consumo específico por faixa de potência e tecnologia em vigor atualmente

Limites de Consumo Específico / Heat Rate de Combustíveis por UTE		
Potência da UTE (kW)	Combustível Líquido (litros ou kg / kWh)	Gás Natural (kJ / kWh)
Com parque gerador baseado em grupos Motor - Gerador		
De 1 a 100	0,404	14.404
De 101 a 250	0,349	12.443
De 251 a 500	0,329	11.730
De 501 a 750	0,296	10.553
De 751 a 1.000	0,296	10.553
De 1.001 a 2.500	0,296	10.553
De 2.501 a 5.000	0,283	10.090
De 5.001 a 7.500	0,283	10.090
De 7.501 a 10.000	0,283	10.090
De 10.001 a 12.500	0,283	10.090
De 12.501 a 15.000	0,283	10.090
De 15.001 a 20.000	0,283	10.090
20.001 ou acima	0,283	10.090
Com parque gerador baseado em Turbinas		
Turbinas a Gás	0,330	11.765
Turbinas a Vapor	0,290	11.765

Tabela 4.3 – Limites de consumo específico por faixa de potência e tecnologia em vigor a partir de 01 de janeiro de 2014

Limites de Consumo Específico / Heat Rate de Combustíveis por UTE		
Potência da UTE (kW)	Combustível Líquido (litros ou kg / kWh)	Gás Natural (kJ / kWh)
Com parque gerador baseado em grupos Motor - Gerador		
De 1 a 100	0,404	14.404
De 101 a 250	0,349	12.443
De 251 a 500	0,329	11.730
De 501 a 750	0,296	10.553
De 751 a 1.000	0,289	10.304
De 1.001 a 2.500	0,289	10.304
De 2.501 a 5.000	0,283	10.090
De 5.001 a 7.500	0,283	10.090
De 7.501 a 10.000	0,283	10.090
De 10.001 a 12.500	0,253	9.020
De 12.501 a 15.000	0,253	9.020
De 15.001 a 20.000	0,253	9.020
20.001 ou acima	0,210	8.506
Com parque gerador baseado em Turbinas		
Turbinas a Gás	0,330	11.765
Turbinas a Vapor	0,290	11.765

Ainda que os agentes geradores se esforcem para melhorar as condições das UG por meio de manutenção preventiva, o que pode ser observado é a grande dificuldade em manter o nível de consumo específico das UG abaixo dos limites da ANEEL, os quais se tornarão ainda mais rigorosos, como pode ser visto pela comparação entre as duas tabelas acima. O rigor adotado segue a política da ANEEL de pressionar as empresas da região a operarem de forma cada vez mais eficiente.

5. Otimização da Operação de Unidades Geradoras

A diminuição dos gastos com combustíveis pelas centrais termelétricas dos Sistemas Isolados passa pela forma de operação de grupos geradores nos parques térmicos. Neste sentido, a operação adotada pelos agentes geradores está sendo acompanhada atualmente objetivando a otimização do despacho das unidades. Esta leva em conta a configuração das UTE, a curva de carga da localidade e o despacho verificado.

A seção seguinte apresenta uma introdução à teoria da otimização em sistemas elétricos, para posteriormente ser apresentada a formulação matemática do problema de otimização da operação de unidades geradores em Sistemas Isolados puramente termelétricos a óleo diesel.

5.1. Breve Introdução à Teoria da Otimização

WOOD e WOLLENBERG [20] mostram que o problema de otimização consiste em minimizar uma determinada função objetivo, a qual é a soma dos custos de geração, para o caso do problema de despacho econômico. A otimização deve estar submetida à restrição básica de que a potência gerada deve ser igual à demandada; tais relações são explicitadas abaixo. Como trata-se de uma formulação básica, eventuais perdas de transmissão são desprezadas.

$$F_O = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N = \sum_{j=1}^{N_G} F_i(P_i) \quad (5.1.1)$$

$$\phi = 0 = P_{\text{carga}} - \sum_{j=1}^{N_G} P_i \quad (5.1.2)$$

Onde:

F_O : função objetivo: custo da energia gerada

P_i : potência entregue por cada unidade

N_G : número de grupos geradores

P_{carga} : potência demandada

ϕ : função de restrição de igualdade

Para que sejam estabelecidas as condições para obtenção de um valor extremo da função objetivo, adiciona-se a função objetivo à função de restrição, com esta sendo multiplicada por um fator λ , ainda desconhecido. É obtida então a Função de Lagrange:

$$L = F_O + \lambda \phi \quad (5.1.3)$$

Deve-se agora obter a primeira derivada da Função de Lagrange com relação a cada uma das variáveis que a compõem e igualá-las a zero. Sendo assim, para um número de grupos geradores N_G , têm-se $N_G + 1$ variáveis: as potências de saída de cada unidade geradora, além do fator λ . Dessa forma, são obtidas as relações abaixo:

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_i} = \frac{d F_i(P_i)}{d P_i} - \lambda = 0 \quad (5.1.4)$$

ou

$$0 = \frac{d F_i}{d P_i} - \lambda \quad (5.1.5)$$

Conclui-se que a condição necessária para a obtenção do mínimo custo da energia gerada em (5.1.5) é a de que o custo incremental de cada unidade geradora seja igual a um único valor λ , a ser definido. Em (5.1.2) reside a restrição de igualdade necessária para que isso aconteça. Além disso, para cada UG devem ser consideradas duas restrições de desigualdade, indicando que suas potências de saída devem estar dentro dos seus limites máximos e mínimos de potência definidos, ou seja:

$$P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (5.1.6)$$

Considerando as restrições de desigualdade, as condições necessárias para a obtenção da minimização da função objetivo podem ser expandidas a partir de (5.1.5):

$$\frac{d F_i}{d P_i} = \lambda, \text{ para } P_{i,min} \leq P_i \leq P_{i,max} \quad (5.1.7)$$

$$\frac{d F_i}{d P_i} \leq \lambda, \text{ para } P_i = P_{i,max} \quad (5.1.8)$$

$$\frac{d F_i}{d P_i} \geq \lambda, \text{ para } P_i = P_{i,\min} \quad (5.1.9)$$

Até aqui foi tratado apenas o problema do despacho econômico; os programa de otimização desenvolvido pelo CEPEL também leva em consideração o problema do *Unit Commitment*.

O despacho econômico prevê todos os N_G geradores disponíveis em operação, definindo apenas a operação ótima destes. Já o *Unit Commitment* é a solução de um problema mais complexo, uma vez que, para encontrar o mínimo custo de geração, rearranja a operação dos NG geradores disponíveis, no entanto podendo deixar alguns deles fora de operação.

Em resumo, o *Unit Commitment* é mais amplo, resolvendo o despacho econômico como subproblema. A teoria mais detalhada não será tratada neste trabalho e pode ser encontrada no Capítulo 5 de [20].

5.2. Modelagem Matemática

Embora existam muitos trabalhos acerca da otimização da operação de sistemas de potência, pouca atenção foi dada para o caso de sistemas isolados. Em [21] são inicialmente propostos métodos matemáticos para a resolução do problema da programação de manutenção das UG em sistemas não ligados à rede básica, o que implica na retirada de operação das mesmas, configurando em importante questão.

KARNAVAS e PAPADOPOULOS [22] propuseram mais tarde modelos para otimização do mesmo problema de programação da manutenção das UG, visando a minimizar o tempo em manutenção, porém levando em consideração o fator econômico e todas as dificuldades de operação de sistemas autônomos, como a tomada de carga diretamente relacionada à variação da demanda, ou seja, a UG entra em operação se há aumento de carga que justifique sua entrada.

O trabalho de MATT, C. F. *et al.* [23] propõe a otimização da operação das UG de uma central termelétrica por meio de uma sub-rotina baseada em um método de programação quadrática, utilizado para a resolução de problemas não-lineares de otimização.

A formulação prevê o conhecimento da demanda diária da localidade, levando em consideração o consumo específico para a potência nominal e para parte da carga, custos de investimento, operacionais e de manutenção preventiva e preditiva.

Considerando uma base horária de 24 horas, a formulação pode ser assim descrita [23]:

$$\min C_{EN} = C_F(N_G, \Phi, P) + C_I(N_G, P) + C_{OM}(N_G, \Phi, P) \quad (5.2.1)$$

Submetido a:

$$\sum_{j=1}^{N_G} \Phi_{kj} P_{\max, j} - P_{d, k} = 0; \quad k=1, 2, \dots, 24 \quad (5.2.2)$$

$$0 \leq \phi_{ij} \leq \frac{P_{\text{avail}, j}}{P_{\max, j}} \leq 1 \quad (5.2.3)$$

Além disso, pode-se definir Φ e P como se segue:

$$\Phi = \begin{bmatrix} \phi_{1,1} & \phi_{1,2} & \dots & \phi_{1,NG} \\ \phi_{2,1} & \phi_{2,2} & \dots & \phi_{2,NG} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \phi_{24,1} & \phi_{24,2} & \dots & \phi_{24,NG} \end{bmatrix} \quad (5.2.4)$$

$$P = \begin{bmatrix} P_{\max, 1} \\ P_{\max, 2} \\ \vdots \\ P_{\max, NG} \end{bmatrix} \quad (5.2.5)$$

Onde:

C_{EN} : custo da energia gerada

ϕ : fator de carga (porcentagem da potência nominal)

P_{\max} : potência nominal máxima

$P_{D,k}$: potência demandada em cada hora do dia

P_{avail} : potência máxima disponível da UG

NG : número de grupos geradores a diesel

$\phi_{i,j}$: fator de carga de cada gerador j ($j = 1, 2, \dots, N_G$) para cada hora ($i = 1, 2, \dots, 24$)

Φ : matriz contendo as porcentagens de carga para cada UG, em 24 horas

P : vetor com as potências máximas dos geradores

$C_F(N_G, \Phi, P)$: soma anual do custo do combustível (óleo diesel)

$C_I(N_G, P)$: soma anual do custo de investimentos

$C_{OM}(N_G, \Phi, P)$: soma anual dos custos de operação e manutenção

As restrições do problema de otimização acima enunciado representam a dependência do despacho com relação à demanda (5.2.2), e os limites de geração (5.2.3), explicitando a razão sempre inferior à unidade entre as potências disponíveis e as máximas.

A quantificação dos custos que compõem a função objetivo é feita no terceiro capítulo de [23], incluindo a dificuldade em se mensurar os reais custos de operação e manutenção.

Considerando as variáveis de decisão como sendo os fatores de carga nas 24 horas, o problema de otimização consiste, portanto, de 24 variáveis para cada UG ($24N_G$), com 24 restrições de igualdade e $24N_G$ restrições de desigualdade, enquanto o número de UG e suas respectivas potências nominais são dados de entrada.

O método matemático para solução [24] é aplicável a problemas de otimização não lineares contínuos, com restrições de igualdade e desigualdade, consistindo em dividir o problema original em problemas menores, possíveis de se resolver por meio de equações quadráticas, além de haver a linearização das restrições. Há a necessidade de tanto a função objetivo quanto as funções de restrição serem continuamente diferenciáveis, de acordo com [23].

O número de geradores não pode ser utilizado como variável, pelo fato de a sub-rotina não ser apropriada para valores de diferentes tipos: as demais variáveis de decisão são definidas como números reais, enquanto o número de geradores é um número inteiro; além disso, as potências máximas não são incluídas como variáveis por haver a possibilidade de na saída obter-se valores que não correspondam a nenhum grupo gerador existente.

Dessa maneira, sendo conhecidos o número de geradores e suas respectivas potências, o problema de otimização se resume ao despacho. A solução ótima é obtida por meio da melhor combinação possível entre geradores contidos em um banco de dados. Para um banco de dados de n grupos geradores, com m destes escolhidos, a solução é:

$$C_n^m = \frac{n!}{m! (n - m)!}$$

À medida que o número de geradores aumenta, o tempo da operação computacional aumenta, o que limita a aplicação para um número limitado de UG. No

entanto, muitas usinas dos Sistemas Isolados possuem menos de oito UG, o limite para o programa de otimização.

Os aspectos computacionais propostos para a implementação do método não serão abordadas neste trabalho e podem ser encontrados em [23].

5.3. Descrição das Ferramentas Adotadas

A metodologia descrita na seção anterior foi implementada pelo CEPEL, produzindo assim dois aplicativos computacionais voltados para o estudo de sistemas isolados. Tais ferramentas computacionais, denominadas de OTSI e SSI, foram utilizadas neste trabalho e têm as seguintes características:

- **OTSI:** com a demanda horária sendo um dado de entrada, o programa realiza o dimensionamento ótimo de grupos geradores, o que significa a especificação do número, potência nominal e operação dos geradores objetivando a minimização do custo total da energia gerada. Este último contempla o custo do combustível, os custos de investimento e os custos de operação e manutenção dos geradores;
- **SSI:** com a demanda local e as potências entregues por cada unidade geradora, ambas em cada hora do dia, sendo dados de entrada, retorna os gráficos obtidos a partir dos dados tabelados, além de calcular o custo de geração da energia elétrica. O programa computacional contempla os mesmos custos envolvidos no processo de geração de energia por grupos geradores a diesel citados na descrição do OTSI.

A ideia do desacoplamento entre a otimização e a simulação da operação, por meio da criação de dois programas distintos, trouxe a possibilidade de inicialmente haver o redimensionamento do despacho das UG de determinada UTE para que a simulação da operação real constate de fato a redução de custos associados, quando comparados à configuração original das centrais.

Os dois programas possuem praticamente a mesma interface gráfica; a tela onde é feita a entrada dos dados é mostrada na Figura 5.1 a seguir:

Figura 5.1 – Interface gráfica do programa SSI

A diferença mais importante fica na aba “Operação”, pertencente apenas ao programa SSI, na qual são inseridos os dados de carga verificada para cada UG incluída; os dados sempre serão valores entre 0 e 1, pelo fato de a entrada ser a razão entre a potência de saída medida e a potência nominal, para cada hora do dia, denominada *Fator de Carga*. As demais funcionalidades são comuns aos dois programas, sendo explicados a seguir:

- Dados de Entrada: devem ser fornecidos o preço do combustível (US\$ / litro), a taxa de juros anual, o tempo de retorno do investimento em anos, a potência de reserva girante e a especificação do número de UG, que é limitado a 8 e 10 para os programas OTSI e SSI, respectivamente, pelo fato de o tempo computacional aumentar bastante com o crescimento do número de geradores;
- Grupos Geradores: inicialmente devem ser encontrados os geradores no banco de dados disponível na tela principal. O banco fornecerá os dados arquivados, porém há a possibilidade de alterá-los caso a caso. Para o caso da otimização (OTSI), há a possibilidade de não se especificar o gerador, de forma que o programa escolherá a melhor opção do banco de dados após a simulação;
- Demanda: deve ser fornecida a demanda diária da localidade, em base horária, em kW.

Com os devidos dados fornecidos, realiza-se a obtenção dos dados da operação real ou a otimização. Em ambos os programas são emitidos relatórios textuais contendo as informações de entrada e a saída obtida, além de gráficos com a demanda informada, a operação das UG (simulada ou otimizada, para o SSI e o OTSI, respectivamente) e os custos detalhados. No caso da otimização são fornecidas cinco configurações, quando não são especificados os grupos geradores, todas contidas no gráfico de custos.

6. Resultados

Este capítulo mostra a aplicação dos programas computacionais descritos no capítulo anterior para otimização do despacho em uma usina de um Sistema Isolado da Região Norte, a UTE Nhamundá. A escolha se deu pelo fato de a usina possuir um número pequeno de UG, de forma a facilitar a aplicação dos programas OTSI e SSI e a descrição dos resultados nesse trabalho. Além disso, para as UG ativas da UTE Nhamundá, já existe a disponibilidade de informações acerca do consumo de combustível dos grupos geradores a diesel.

6.1. Dados da UTE Nhamundá

Os dados utilizados foram coletados na inspeção do parque térmico realizada por técnicos da ECIG na Usina em 2009, e a análise foi feita para três condições distintas de carregamento:

- Sábado, dia 26/09/2009;
- Domingo, dia 27/09/2009;
- Segunda-feira, dia 28/09/2009.

Para a obtenção dos gráficos de custos de geração em ambos os programas, é necessário o fornecimento de alguns dados de entrada, os quais foram adotados baseando-se em aproximações dos valores padrão do programa e observando a proximidade da realidade:

- Preço do combustível: 1,00 US\$/litro;
- Taxa de juros anual: 10 %;
- Tempo de retorno do investimento: 15 anos.

No entanto, ainda que a demanda local seja pequena, para o caso da otimização foi adotada a inclusão de 10% potência de reserva girante, como limitador de potência na UTE para que eventuais aumentos repentinos de carga sejam supridos sem sobrecarga das UG.

Dos três custos contidos na função objetivo da metodologia de otimização (combustíveis, investimentos e operação / manutenção), a quantificação dos dois primeiros foi obtida por meio do ajuste dos dados disponibilizados pelos fabricantes de

geradores a diesel; já os custos de operação e manutenção foram estimados baseados em informações qualitativas fornecidas por alguns fabricantes.

O programa SSI foi utilizado somente para a obtenção das curvas de demanda diárias (total e discriminada por unidade geradora), para em seguida, com a aplicação do programa OTSI, haver a comparação entre as operações real e otimizada. Os resultados obtidos, tanto em formato de tabelas quanto em gráficos, serão apresentados e comentados.

Na Tabela 6.1 são mostradas as características das unidades geradoras do parque térmico da UTE Nhamundá:

Tabela 6.1 – Parque Térmico da UTE Nhamundá em 2009

UG	Fabricante		Modelo		Potência da UG (kW)	
	Motor	Gerador	Motor	Gerador	Nominal	Disponível
01	Cummins	Onan	KTA19-G2	400DFEB	350	250
02	Cummins	Onan	KTA19-G2	400DFEB	350	0
03	Zibo	Jiangxi	TF-400-14	9702	500	--
04	Cummins	Cummins	QST30-G3	DFHC-5756682	818	650
05	Cummins	Cummins	QST30-G3	DFHC-5756679	818	600
TOTAL					2.836	1.500

Observações:

- A UG 01 operava com restrição no sistema de refrigeração, causando aquecimento do motor e limitando a sua potência de saída;
- A UG 02 aguardava manutenção, prevista para o final de outubro de 2009;
- A UG 03 encontrava-se em processo de desativação;
- A UG 04 operava com potência limitada em função da temperatura ambiente e de orientação do departamento de manutenção;
- A UG 05 operava com problema no controle carga-frequência: acima de 600 kW o motor não conseguia estabilizar a rotação.

De acordo com os dados obtidos nos seus respectivos *data sheets*, segue a Tabela 6.2 abaixo, informando os dados de consumo de combustível dos grupos geradores, os quais já estão incluídos no banco de dados dos programas OTSI e SSI:

Tabela 6.2 – Consumo de combustível para os grupos geradores ativos em Nhamundá

Unidade Geradora	Fabricante	Modelo	Potência Prime da UG (kW)	Consumo de Combustível (l / h) nos patamares de carga			
				25%	50%	75%	100%
01	Cummins	KTA19-G2	350	36	55	75	97
04	Cummins	QST30-G3	818	59	106	154	207
05	Cummins	QST30-G3	818	59	106	154	207
TOTAL	--	--	1.986	--	--	--	--

É importante ressaltar que os valores de consumo de combustível obtidos muitas vezes são apenas utilizados como estimativas, uma vez que tais valores referem-se normalmente a conjuntos motor – gerador padrão, montados pelo fabricante do motor, os quais fornecem as especificações. No entanto, como pode ser observado nas UG 01 e 02, há situações em que os fabricantes do motor e do gerador não são os mesmos: o motor, com seus valores declarados para o consumo de combustível, pode ter seu eixo conectado a máquinas elétricas de diversos fabricantes, podendo haver pequenas alterações em suas especificações. Ainda assim, supõe-se que os valores continuarão próximos aos especificados.

Conforme descrito anteriormente, a entrada de dados de geração deve ser feita com os valores da razão entre as potências de saída medidas (P_{sai}) e a nominal (P_n), para cada gerador, os quais encontram-se nas Tabelas 6.3 a 6.5 para cada condição de carregamento avaliada.

Tabela 6.3 – Potências ativas geradas por UG: sábado, dia 26/09/2009

UTE Nhamundá - Sábado, 26/09/2009							
HORA	Potência Ativa de Saída (kW)				P_{sai} / P_n		
	UG 01	UG 04	UG 05	Total	UG 01 (350 kW)	UG 04 (818 kW)	UG 05 (818 kW)
01:00	0	466	491	957	0,000	0,570	0,600
02:00	0	458	475	933	0,000	0,560	0,581
03:00	0	450	455	905	0,000	0,550	0,556
04:00	0	423	460	883	0,000	0,517	0,562
05:00	0	447	446	893	0,000	0,546	0,545
06:00	0	361	394	755	0,000	0,441	0,482
07:00	200	425	0	625	0,571	0,520	0,000
08:00	210	428	0	638	0,600	0,523	0,000

09:00	230	431	0	661	0,657	0,527	0,000
10:00	230	438	0	668	0,657	0,535	0,000
11:00	190	505	0	695	0,543	0,617	0,000
12:00	190	507	0	698	0,543	0,620	0,000
13:00	190	563	0	754	0,543	0,688	0,000
14:00	190	613	0	804	0,543	0,749	0,000
15:00	240	532	0	773	0,686	0,650	0,000
16:00	240	492	0	733	0,686	0,601	0,000
17:00	240	467	0	708	0,686	0,571	0,000
18:00	240	596	0	837	0,686	0,729	0,000
19:00	0	540	530	1071	0,000	0,660	0,648
20:00	0	584	539	1124	0,000	0,714	0,659
21:00	0	569	561	1131	0,000	0,696	0,686
22:00	0	550	534	1085	0,000	0,672	0,653
23:00	0	516	530	1047	0,000	0,631	0,648
00:00	0	499	500	999	0,000	0,610	0,611

Tabela 6.4 – Potências ativas geradas por UG: domingo, dia 27/09/2009

UTE Nhamundá - Domingo, 27/09/2009							
HORA	Potência Ativa de Saída (kW)				P_{sai} / P_n		
	UG 01	UG 04	UG 05	Total	UG 01 (350 kW)	UG 04 (818 kW)	UG 05 (818 kW)
01:00	0	484	480	964	0,000	0,592	0,587
02:00	0	469	465	934	0,000	0,573	0,568
03:00	0	453	458	911	0,000	0,554	0,560
04:00	0	466	446	912	0,000	0,570	0,545
05:00	0	448	440	888	0,000	0,548	0,538
06:00	0	384	387	771	0,000	0,469	0,473
07:00	210	0	457	667	0,600	0,000	0,559
08:00	200	0	456	656	0,571	0,000	0,557
09:00	200	0	441	641	0,571	0,000	0,539
10:00	170	0	490	660	0,486	0,000	0,599
11:00	180	0	492	672	0,514	0,000	0,601
12:00	200	0	492	693	0,571	0,000	0,601
13:00	210	0	502	713	0,600	0,000	0,614
14:00	200	0	517	718	0,571	0,000	0,632
15:00	210	0	491	702	0,600	0,000	0,600
16:00	210	0	424	635	0,600	0,000	0,518
17:00	210	0	479	690	0,600	0,000	0,586

18:00	0	431	451	883	0,000	0,527	0,551
19:00	0	546	398	945	0,000	0,667	0,487
20:00	0	550	561	1112	0,000	0,672	0,686
21:00	0	553	588	1142	0,000	0,676	0,719
22:00	0	554	540	1095	0,000	0,677	0,660
23:00	0	542	508	1051	0,000	0,663	0,621
00:00	0	531	471	1002	0,000	0,649	0,576

Tabela 6.5 – Potências ativas geradas por UG: segunda-feira, dia 28/09/2009

UTE Nhamundá - Segunda-feira, 28/09/2009							
HORA	Potência Ativa de Saída (kW)				P_{sai} / P_n		
	UG 01	UG 04	UG 05	Total	UG 01 (350 kW)	UG 04 (818 kW)	UG 05 (818 kW)
01:00	0	484	483	967	0,000	0,592	0,590
02:00	0	468	460	928	0,000	0,572	0,562
03:00	0	466	430	896	0,000	0,570	0,526
04:00	0	437	438	875	0,000	0,534	0,535
05:00	0	429	448	877	0,000	0,524	0,548
06:00	0	371	350	721	0,000	0,454	0,428
07:00	180	482	0	662	0,514	0,589	0,000
08:00	190	570	0	760	0,543	0,697	0,000
09:00	200	650	0	850	0,571	0,795	0,000
10:00	0	460	430	890	0,000	0,562	0,526
11:00	0	461	458	919	0,000	0,564	0,560
12:00	0	432	468	901	0,000	0,528	0,572
13:00	0	453	463	917	0,000	0,554	0,566
14:00	0	500	484	985	0,000	0,611	0,592
15:00	0	464	476	941	0,000	0,567	0,582
16:00	0	422	456	879	0,000	0,516	0,557
17:00	0	395	407	803	0,000	0,483	0,498
18:00	0	485	476	962	0,000	0,593	0,582
19:00	0	598	555	1154	0,000	0,731	0,678
20:00	0	596	567	1164	0,000	0,729	0,693
21:00	0	618	574	1193	0,000	0,756	0,702
22:00	0	574	573	1148	0,000	0,702	0,700
23:00	0	485	572	1058	0,000	0,593	0,699
00:00	0	491	503	994	0,000	0,600	0,615

Com os valores tabelados, procede-se à apresentação dos gráficos de curva de carga, mostrados na Figura 6.1.

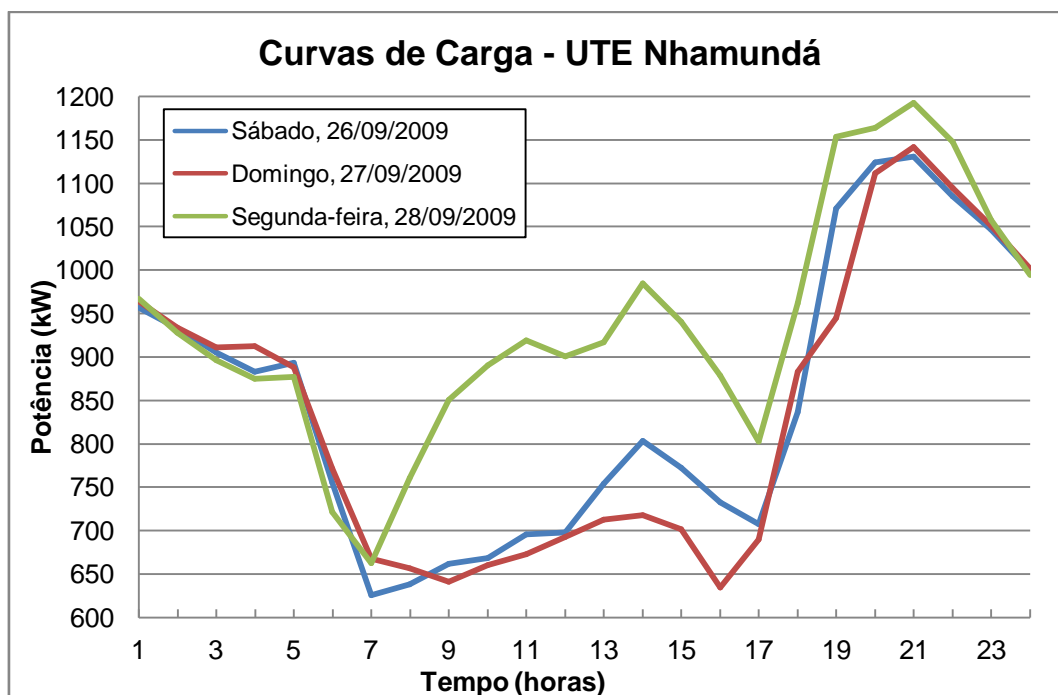


Figura 6.1 – Curvas de carga da UTE Nhamundá para os três dias de inspeção

Com a curva de carga e as contribuições de cada UG no atendimento à carga diária, é possível a obtenção do gráfico de operação de cada grupo gerador, para comparação com a saída otimizada, o que será exposto no próximo item.

6.2. Simulação e Resultados Obtidos

Os resultados obtidos serão exibidos a seguir, separados por dia de operação, na seguinte ordem:

- Tabelas contendo os despachos otimizados das máquinas (obtido pelo OTSI);
- Curvas contendo a operação real e o despacho ótimo de cada UG.

O relatório emitido pelos programas OTSI e SSI informam os despachos como fatores de carga, considerando a razão entre a potência ativa e a capacidade nominal do grupo gerador. Para melhor visualização dos dados e conclusões, os resultados aqui apresentados já estarão convertidos para valores de potência em kW. Ao final, serão comparados os custos parciais e totais das operações real e otimizada.

6.2.1. Sábado, 26/09/2009

Na Tabela 6.6 são exibidos os despachos ótimos das três unidades geradoras ativas da UTE Nhamundá para o dia de operação citado. Conforme dito anteriormente, os resultados foram dados em fatores de carga, os quais foram multiplicados pelas respectivas potências nominais para que fossem obtidas as saídas efetivas, em kW.

Tabela 6.6 – Despachos ótimos por UG: sábado, dia 26/09/2009

UTE Nhamundá - Sábado, 26/09/2009							
HORA	Potência Ativa de Saída (kW)				P_{sai} / P_n		
	UG 01	UG 04	UG 05	Total	UG 01 (350 kW)	UG 04 (818 kW)	UG 05 (818 kW)
01:00	0	478	479	957	0,000000	0,583991	0,585936
02:00	0	466	467	933	0,000000	0,569415	0,571171
03:00	0	452	453	905	0,000000	0,552384	0,553973
04:00	0	441	442	883	0,000000	0,538992	0,540470
05:00	0	446	447	893	0,000000	0,545081	0,546606
06:00	250	505	0	755	0,714286	0,617359	0,000000
07:00	0	625	0	625	0,000000	0,764059	0,000000
08:00	0	638	0	638	0,000000	0,779951	0,000000
09:00	229	432	0	661	0,652903	0,528709	0,000000
10:00	232	436	0	668	0,663739	0,532630	0,000000
11:00	249	446	0	695	0,710870	0,545471	0,000000
12:00	250	448	0	698	0,714286	0,547677	0,000000
13:00	250	504	0	754	0,714286	0,616137	0,000000
14:00	250	554	0	804	0,714286	0,677262	0,000000
15:00	250	523	0	773	0,714286	0,639364	0,000000
16:00	250	483	0	733	0,714286	0,590465	0,000000
17:00	250	458	0	708	0,714286	0,559902	0,000000
18:00	250	587	0	837	0,714286	0,717604	0,000000
19:00	0	534	537	1071	0,000000	0,652451	0,656840
20:00	240	441	443	1124	0,685997	0,539542	0,541022
21:00	243	443	445	1131	0,694905	0,541908	0,543401
22:00	0	540	545	1085	0,000000	0,660632	0,665774
23:00	0	522	525	1047	0,000000	0,638262	0,641689
00:00	0	499	500	999	0,000000	0,609424	0,611847

Nas Figuras 6.2 a 6.4 são expostos os gráficos comparativos entre a operação real de cada UG da UTE e de seus respectivos despachos ótimos.

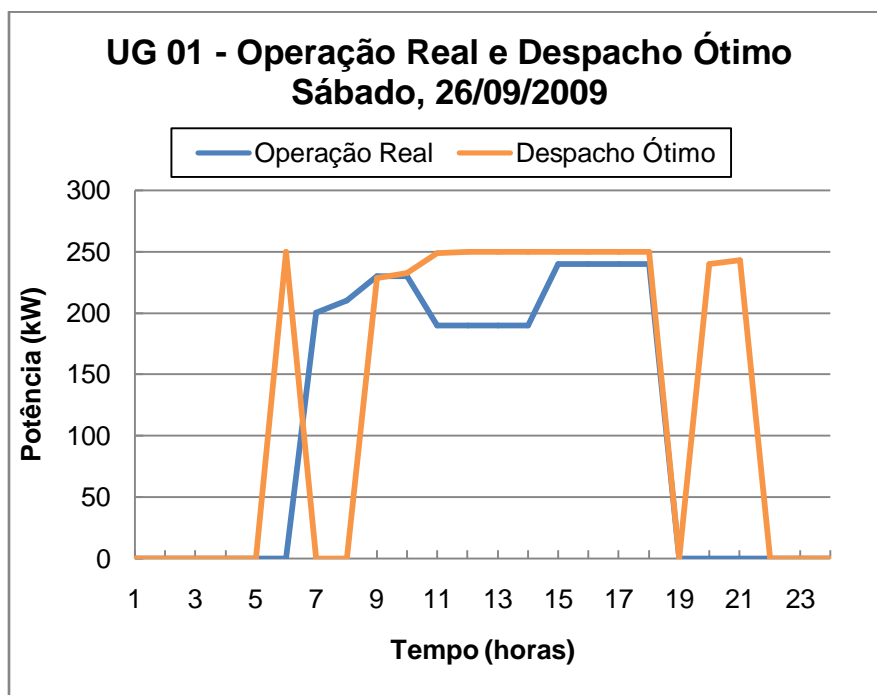


Figura 6.2 – Operações real e otimizada da UG 01 – Sábado, 26/09/2009

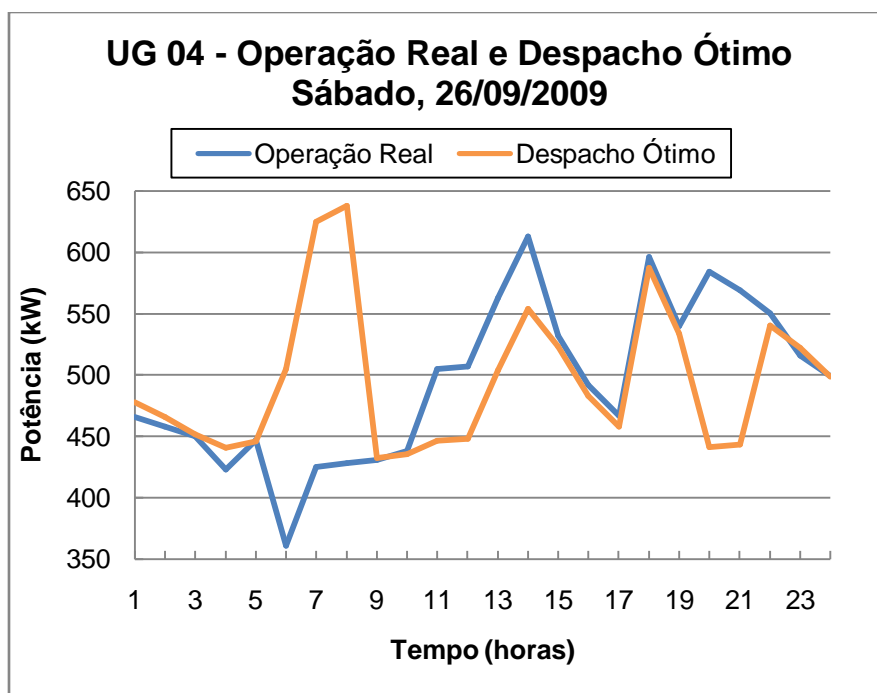


Figura 6.3 – Operações real e otimizada da UG 04 – Sábado, 26/09/2009

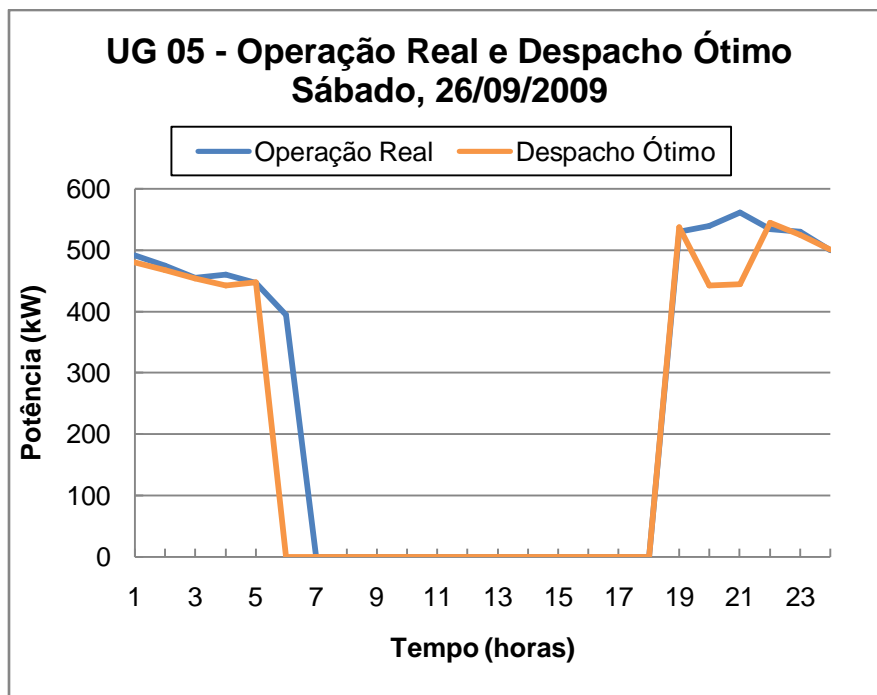


Figura 6.4 – Operações real e otimizada da UG 05 – Sábado, 26/09/2009

Analisando qualitativamente os gráficos obtidos, percebe-se que as operações real e otimizada seguem padrões não muito distantes. Como as UG 04 e 05 possuem o mesmo modelo de motor, há uma tendência de elas operarem entregando valores próximos de potência quando operando simultaneamente; na otimização, a UG 04, possivelmente por ter a potência de operação mais próxima da nominal, foi escolhida para operar na totalidade do dia.

A otimização previu a operação da UG 01 de forma descontínua.

6.2.2. Domingo, 27/09/2009

Na Tabela 6.7, são exibidos os despachos ótimos das três unidades geradoras ativas da UTE Nhamundá para o domingo, dia 27 de setembro de 2009.

Tabela 6.7 – Despachos ótimos por UG: domingo, dia 27/09/2009

UTE Nhamundá - Domingo, 27/09/2009							
HORA	Potência Ativa de Saída (kW)				P_{sa}/P_n		
	UG 01	UG 04	UG 05	Total	UG 01(350 kW)	UG 04(818 kW)	UG 05(818 kW)
01:00	0	482	482	964	0,000000	0,589214	0,589270
02:00	0	467	467	934	0,000000	0,570890	0,570920
03:00	0	455	456	911	0,000000	0,556828	0,556864
04:00	0	456	456	912	0,000000	0,557440	0,557474
05:00	0	444	444	888	0,000000	0,542767	0,542808
06:00	250	521	0	771	0,714286	0,636919	0,000000
07:00	232	435	0	667	0,662434	0,531966	0,000000
08:00	226	430	0	656	0,645550	0,525743	0,000000
09:00	0	641	0	641	0,000000	0,783619	0,000000
10:00	228	432	0	660	0,651584	0,528051	0,000000
11:00	235	437	0	672	0,670393	0,534673	0,000000
12:00	248	445	0	693	0,707255	0,544573	0,000000
13:00	250	463	0	713	0,714286	0,566015	0,000000
14:00	250	468	0	718	0,714286	0,572127	0,000000
15:00	250	452	0	702	0,714286	0,552567	0,000000
16:00	0	635	0	635	0,000000	0,776284	0,000000
17:00	246	444	0	690	0,701565	0,543340	0,000000
18:00	0	441	442	883	0,000000	0,539714	0,539748
19:00	0	472	473	945	0,000000	0,577610	0,577647
20:00	0	556	556	1112	0,000000	0,679598	0,679816
21:00	249	446	446	1142	0,712476	0,545603	0,545636
22:00	0	547	548	1095	0,000000	0,669255	0,669375
23:00	0	525	526	1051	0,000000	0,642385	0,642456
00:00	0	501	501	1002	0,000000	0,612432	0,612507

Nas Figuras 6.5 a 6.7 são expostos os gráficos comparativos entre a operação real e o despacho ótimos para cada UG da UTE.

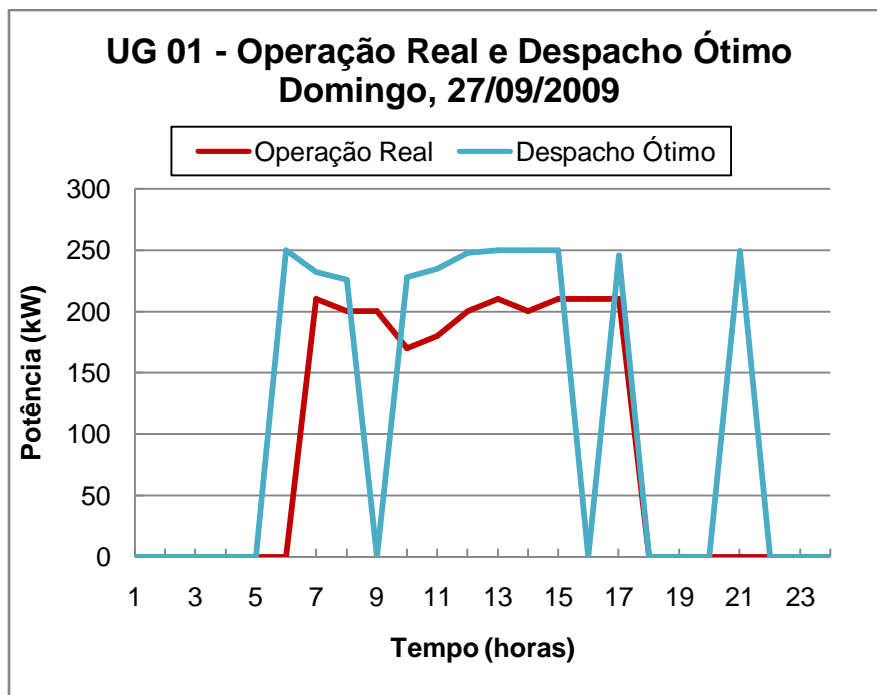


Figura 6.5 – Operações real e otimizada da UG 01 – Domingo, 27/09/2009

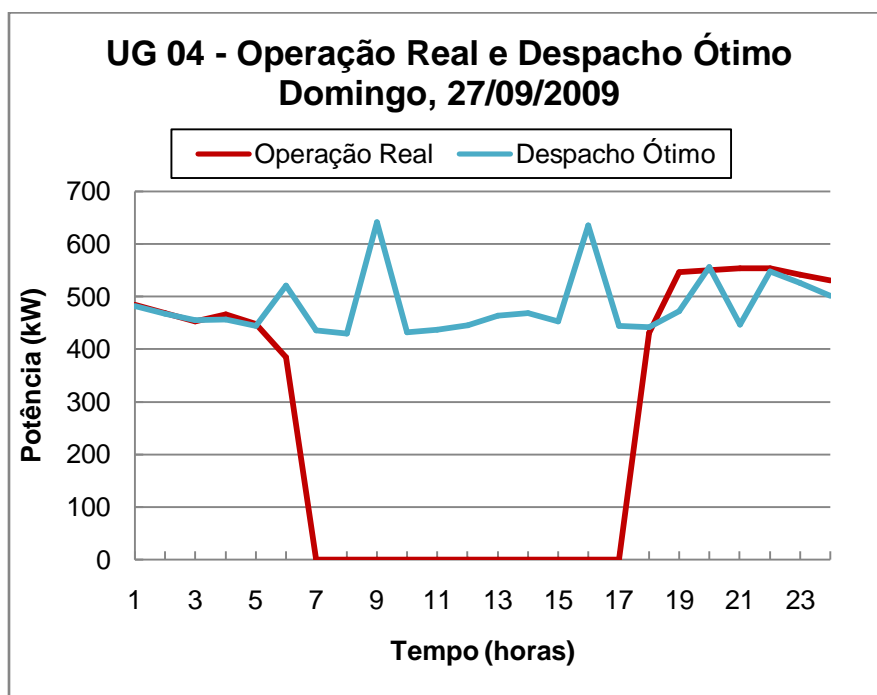


Figura 6.6 – Operações real e otimizada da UG 04 – Domingo, 27/09/2009

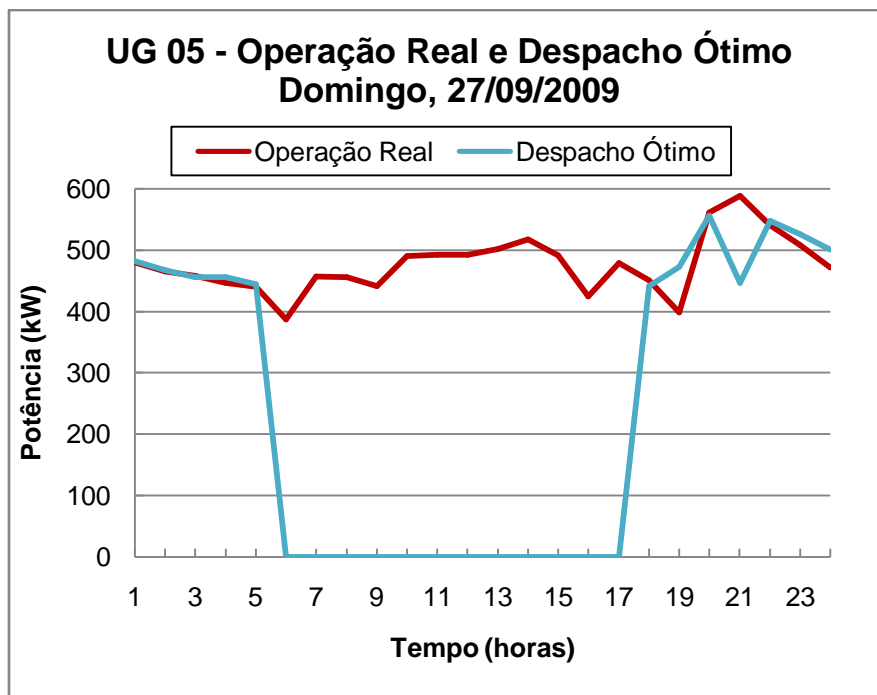


Figura 6.7 – Operações real e otimizada da UG 05 – Domingo, 27/09/2009

Para este caso os padrões de operação foram bastante diferentes. Novamente a UG 04 foi escolhida para operação contínua pela ferramenta de otimização, enquanto a UG 05 esteve ligada o dia todo na operação real, possivelmente em esquema de revezamento com a UG 04 que operou em todo o dia anterior.

Conforme será visto na seção 6.2.4., a escolha da UG 04 perante a UG 05 pode ser explicada pelo fato de o despacho ótimo em certo momento ter previsto a operação de apenas um das duas unidades gêmeas entregando mais de 600 kW, que é o limite da UG 05, fazendo com que ela fosse preterida.

A UG 01 entra em ação durante boa parte do dia nas duas operações, sendo mais descontínua na operação otimizada, porém em ambos os casos trabalhando sempre próxima de sua potência máxima disponível (250 kW).

6.2.3. Segunda-feira, 28/09/2009

Na Tabela 6.8 são exibidos os despachos ótimos das três unidades geradoras ativas da UTE Nhamundá para o referido dia.

Tabela 6.8 – Despachos ótimos por UG: segunda-feira, dia 28/09/2009

UTE Nhamundá - Segunda-feira, 28/09/2009							
HORA	Potência Ativa de Saída (kW)				P_{sa}/P_n		
	UG 01	UG 04	UG 05	Total	UG 01(350 kW)	UG 04(818 kW)	UG 05(818 kW)
01:00	0	483	484	967	0,000000	0,590590	0,591561
02:00	0	464	464	928	0,000000	0,566830	0,567645
03:00	0	448	448	896	0,000000	0,547315	0,548039
04:00	0	437	438	875	0,000000	0,534499	0,535183
05:00	0	438	439	877	0,000000	0,535722	0,536406
06:00	250	0	471	721	0,714286	0,000000	0,575795
07:00	229	0	433	662	0,653618	0,000000	0,529625
08:00	250	0	510	760	0,714286	0,000000	0,623472
09:00	0	425	425	850	0,000000	0,519241	0,519879
10:00	0	445	445	890	0,000000	0,543651	0,544368
11:00	0	459	460	919	0,000000	0,561344	0,562128
12:00	0	450	451	901	0,000000	0,550361	0,551106
13:00	0	458	459	917	0,000000	0,560120	0,560907
14:00	0	492	493	985	0,000000	0,601549	0,602607
15:00	0	470	471	941	0,000000	0,574753	0,575614
16:00	0	439	440	879	0,000000	0,536940	0,537632
17:00	250	0	553	803	0,714286	0,000000	0,676039
18:00	0	481	481	962	0,000000	0,587550	0,588489
19:00	0	558	596	1154	0,000000	0,681724	0,729034
20:00	0	650	514	1164	0,000000	0,794621	0,628362
21:00	0	650	543	1193	0,000000	0,794621	0,663814
22:00	0	567	581	1148	0,000000	0,692626	0,710797
23:00	0	528	530	1058	0,000000	0,645800	0,647598
00:00	0	497	497	994	0,000000	0,607021	0,608138

Nas Figuras 6.8 a 6.10 são expostos os gráficos comparativos entre a operação real e o despacho ótimos para cada UG da UTE.

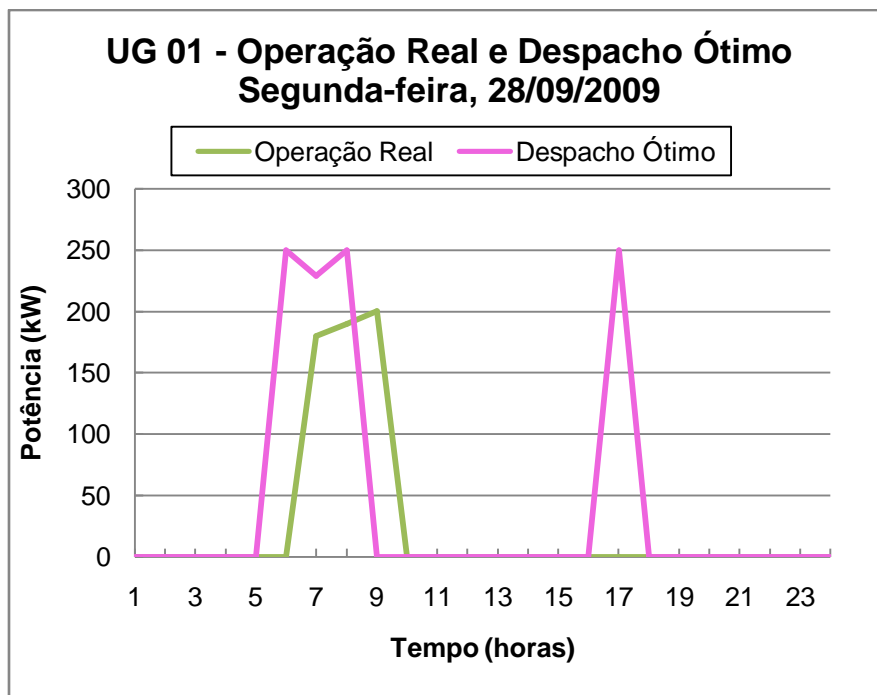


Figura 6.8 – Operações real e otimizada da UG 01 – Segunda-feira, 28/09/2009

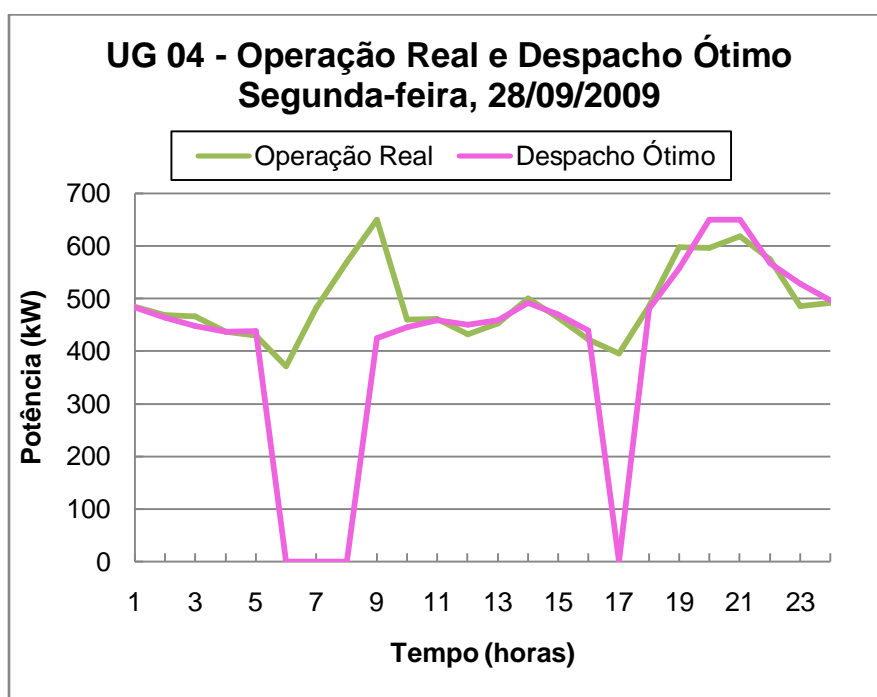


Figura 6.9 – Operações real e otimizada da UG 04 – Segunda-feira, 28/09/2009

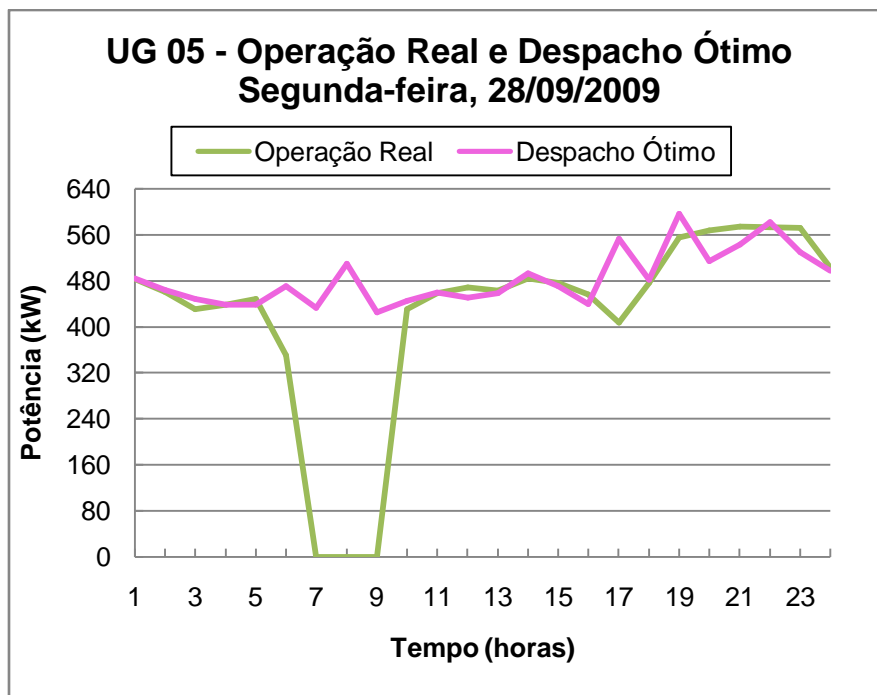


Figura 6.10 – Operações real e otimizada da UG 05 – Segunda-feira, 28/09/2009

Ambas as operações apresentam o padrão próximo de operação entre as duas unidades geradoras “gêmeas” (UG 04 e UG 05), com a escolha da UG 04 para ficar parada nas primeiras horas da manhã.

Para este caso, indo de forma contrária ao despacho ótimo para o domingo, a escolha da UG 05 perante a UG 04 pode ser explicada pelo fato de o mesmo ter previsto a operação de apenas um das duas unidades gêmeas, entregando menos de 600 kW, indo contra os valores acima de 600 kW entregues pela UG 04 na operação real, em determinada hora da manhã e durante o horário de pico. Como a máxima potência disponível da UG 05 é de 600 kW, não houve problema com a sua escolha no despacho ótimo, embora a UG 04 também pudesse ter sido escolhida.

A UG 01 entra em ação de forma descontínua em dois momentos do dia apenas, trabalhando sempre próxima de sua potência máxima disponível (250 kW).

6.2.4.Comentários Gerais

Para a realização da análise geral das operações real e otimizada em Nhamundá, faz-se necessária inicialmente explicitar os dados de consumo específico de combustível, calculados utilizando os dados de consumo horário de combustível, já expostos na Tabela 6.2. O consumo específico para a carga nominal é dado pelo relatório resultante das simulações nos programas OTSI e SSI; os demais foram calculados, sendo exibidos na Tabela 6.9.

Tabela 6.9 – Consumo específico dos grupos geradores ativos da UTE Nhamundá

Consumo Específico (l / kWh)					
UG	Modelo	Percentual da carga nominal			
		100%	75%	50%	25%
UG 01	KTA19-G2	0,277	0,286	0,314	0,411
UG 04 / 05	QST30-G3	0,253	0,251	0,259	0,289

Com os dados acima expostos, pode-se tirar a primeira conclusão acerca da operação otimizada da UTE Nhamundá: a UG 01 consome mais combustível do que as demais para faixas similares de potência, de modo que a sua entrada em operação se justifica apenas se for feita com valores de potência próximos ao máximo possível (250 kW), o que de fato acontece, tanto na operação real quanto na otimizada.

Além disso, o resultado da otimização prevê a entrada da UG 01 em situações nas quais a operação “casada” (divisão igual da carga, ou próxima da igualitária) das UG 04 e 05 faria com que ambas operassem com baixos fatores de carga, de forma que vale mais a pena operar com a UG 01 estando próxima de sua plena carga. Tal fato pode ser observado nas Tabelas 6.6 a 6.8, nas colunas dos fatores de carga (P_{sai}/P_n), quando seus valores jamais caem abaixo de 50%, para qualquer gerador.

O exposto nos dois parágrafos anteriores explica a operação muitas vezes descontínua da UG 01, o que pode ser considerado ruim, tendo em vista todo o processo de conexão em paralelo de geradores até que a máquina recém-ligada entregue potência ativa à barra. No entanto, tal padrão de operação levou à diminuição dos custos operacionais e de manutenção corretiva, como será visto a seguir. Como possível trabalho futuro, podem ser adotadas novas restrições na metodologia da otimização, para que sejam evitadas muitas operações descontínuas das máquinas, com sucessivos desligamentos e religamentos durante o dia.

É dada prioridade à operação em conjunto das UG 04 e 05 quando a demanda é grande suficiente para fazer com que ambas operem com fatores de carga acima de 50%, ou seja, no horário de pico normal (a partir das 18h) e durante a madrugada, o que configura uma característica não usual de demanda.

A escolha entre as UG 04 e 05 quando apenas uma destas estará em operação costuma ser feita em um esquema de revezamento diário, por se tratar de unidades “gêmeas”. A otimização não seguiu um padrão de escolha possível de ser interpretado, ainda que possa se pensar que o fato da UG 04 ter uma potência disponível maior que a da UG 05 tenha feito com que aquela tenha sido escolhida em situações que requeriam maior potência, como na operação otimizada no sábado, por

exemplo, quando o despacho da UG 04 passa dos 600 kW (ver Figura 6.3), que é o limite máximo da UG 05.

A Tabela 6.10 compara os resultados obtidos para os custos parciais e totais de geração, para as operações real e otimizada, verificando a diminuição dos custos totais na operação otimizada.

Tabela 6.10 – Custos parciais e totais na operação da UTE Nhamundá

UTE Nhamundá							
Dias	Operação	Custos (US\$ / MWh)					
		Combustível	Investimento	Operacional	Manutenção Preventiva	Manutenção Corretiva	TOTAL
Sábado 26/09/2009	Real	271,081	10,401	4,850	1,919	20,823	309,074
	Otimizada	271,407	10,401	4,747	1,919	20,421	308,395
	Variação (%)	0,120%	0,000%	-2,170%	0,000%	-1,969%	-0,220%
Domingo 27/09/2009	Real	270,847	10,578	5,071	1,952	21,636	310,084
	Otimizada	270,754	10,578	4,873	1,952	21,071	309,227
	Variação (%)	-0,034%	0,000%	-4,063%	0,000%	-2,681%	-0,277%
Segunda 28/09/2009	Real	265,424	9,400	4,869	1,734	22,134	303,561
	Otimizada	265,698	9,400	4,781	1,734	21,755	303,368
	Variação (%)	0,103%	0,000%	-1,841%	0,000%	-1,742%	-0,064%

A planilha de custos mostra que o fato de a usina possuir apenas três UG ativas, sendo duas de mesmo modelo, faz com que se torne mais fácil a escolha das UG a tomarem determinada carga pelo operador, levando a variações não muito significativas no consumo de combustível, tanto em ganhos quanto em eventuais perdas na mudança do cenário real para o otimizado.

No entanto, há consideráveis ganhos operacionais e em manutenção corretiva, justamente pelo fato da ferramenta de otimização fazer com que os grupos geradores não operem com baixos fatores de carga. Vale lembrar aqui que, conforme dito anteriormente, a quantificação de custos de operação e manutenção não é determinada, e sim estimada, a partir de informações qualitativas dos fabricantes.

A diminuição dos custos em valores absolutos pode não ser considerada alta, o que pode ser explicado pelos fatos expostos acima. No entanto, ainda assim há ganhos perceptíveis, com a conclusão de que os programas OTSI e SSI podem vir a se tornar boas ferramentas para análise e reprogramação da operação diária de diversas centrais termelétricas, com suas aplicabilidades ainda restritas a usinas com poucos grupos geradores, no entanto.

7. Conclusões e Trabalhos Futuros

O fato de os Sistemas Isolados serem subsidiados por encargos impostos aos diversos agentes do setor elétrico, sendo repassados aos consumidores finais de energia das concessionárias, faz com que estes se tornem partes interessadas em reduzir os custos de geração nas centrais termelétricas.

Durante o trabalho foram descritos alguns procedimentos tomados atualmente visando à melhora do perfil operacional das UTE, embora muitos deles esbarrem na precariedade das condições locais de transporte, além do descaso com a manutenção preventiva por parte de muitas empresas da região, o que dificulta a logística de abastecimento e a operação das mesmas.

Sendo assim, foi avaliada a utilização de uma ferramenta de otimização da operação das usinas termelétricas por meio da minimização dos custos de geração; este trabalho buscou levantar a metodologia desenvolvida. As ferramentas computacionais utilizadas foram desenvolvidas pelo CEPEL e a avaliação das mesmas se deu por meio de suas aplicações em um caso real, a partir de dados coletados por técnicos da ECIG durante a inspeção do parque térmico da UTE Nhamundá, em setembro de 2009.

Pôde-se concluir que de fato a otimização foi efetiva, ao diminuir os custos totais de geração da usina, ainda que a variação para o caso estudado tenha sido pequena, o que é explicado pelo fato de o perfil operacional da usina já ser próximo ao que seria o ótimo, pelo menos quanto ao consumo de combustíveis, uma vez que há a correta escolha das UG 04 e 05, de menor consumo, para a operação “base”, enquanto a UG 01 é escolhida sempre com potências mais próximas ao seu máximo disponível, para operar como *backup*.

A aplicação dos programas será mais efetiva à medida que houver maior diferenciação dos grupos geradores em determinada UTE, com eventuais limitações de potência de saída, respeitando a restrição de máximo número de grupos geradores possível para a realização da otimização, trazendo à tona perfis distintos de operação real e após a otimização.

Como possíveis trabalhos futuros, se destacam:

- A possibilidade da expansão da aplicabilidade dos programas a sistemas com maior número de unidades geradoras, acima do limite atual de oito, destrinchando novas formas de implantação computacional do problema de

otimização de geração termelétrica pura, objetivando a redução do tempo de simulação;

- O desenvolvimento de métodos computacionais de otimização aplicáveis a sistemas híbridos diesel / fotovoltaico ou diesel / eólico, considerando a ascensão das matrizes renováveis nos Sistemas Isolados;
- O desenvolvimento de métodos computacionais de otimização aplicáveis a usinas termelétricas a gás, considerando o crescimento da oferta de gás na região, devido ao gasoduto Urucu – Coari – Manaus.

Em última instância, a avaliação da metodologia proposta pelos programas intenciona, considerando um horizonte de médio prazo, a adoção comercial dos mesmos, para que de fato haja redução dos custos de geração, onerando menos toda a população brasileira por meio da Conta de Consumo de Combustíveis.

8. Referências Bibliográficas

- [1] IBGE < Contagem populacional do Brasil – 2007 >. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/contagem2007/contagem_final/tabela1_1.pdf. Acesso em 18 nov. 2011, 19:47:00.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Aspectos Institucionais”. In: *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2ª ed. Brasília, ANEEL, 2005
- [3] ONS < Mapa do Sistema de Transmissão – Horizonte 2012 >. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_sistema_transmissao.aspx. Acesso em 04 jan. 2012, 14:17:00.
- [4] Grupo Técnico Operacional da Região Norte - GTON, *Plano de Operação 2011 – Sistemas Isolados*. 1ª ed. Rio de Janeiro, ELETROBRAS, Fev.2011. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/ELB/data/Pages/LUMISB4C86407PTBRIE.htm>. Acesso em 26 nov. 2011, 19:58:00.
- [5] ELETROBRAS < Mapa dos Sistemas Isolados, 2009 >. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS79364694ITEMIDD92B687076614B048D65861113ABB07DPTBRIE.htm>. Acesso em 20 nov. 2011, 20:35:00.
- [6] RÜTHER, R., MARTINS, D. C., BAZZO, E., “Hybrid Diesel / Photovoltaic Systems Without Storage For Isolated Mini Grids in Northern Brazil”, *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*, 1567-1570, Anchorage, Alaska, USA, 22-22 September 2000.
- [7] RÜTHER, R., MARTINS, D. C., BAZZO, E., “Technical and Economic Analysis of a PV/Diesel Hybrid System Applied to Rural Electrification for Isolated Communities in Northern Brazilian Region”, *Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC '05. IEEE 36th*, 257-261, Recife, Pernambuco, Brazil, 16-16 June 2005.
- [8] ANEEL < Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica >. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf>. Acesso em 10 jan. 2012, 14:29:00.
- [9] ELETROBRAS < Programas e Fundos Setoriais >. Disponível em: <http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISF4721174PTBRIE.htm>. Acesso em 20 nov. 2011, 20:42:00.
- [10] Controladoria Geral da União - CGU < Prestação de Contas do Presidente da República – Fundos do Setor Elétrico >. Acesso em 10 jan. 2012, 16:11:00.

- [11] ANEEL < Encargos Setoriais >. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527&idPerfil=2>. Acesso em 10 jan. 2012, 14:06:00.
- [12] Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE < Entidades do setor elétrico se articulam para derrubar extensão da Reserva Global de Reversão >. Disponível em: http://anacebrasil.org.br/portal/index.php?option=com_k2&view=item&id=404:entidades-do-setor-elétrico-se-articulam-para-derrubar-extensão-da-reserva-global-de-reversão&Itemid=220. Acesso em 12 jan. 2012, 15:32:00.
- [13] Site da Presidência da República Federativa do Brasil < Lei 12.111 de 09 de dezembro de 2009 >.
- [14] Site da Câmara dos Deputados < Legislação Informatizada - Decreto nº 7.246, de 28 de Julho de 2010 - Publicação Original >.
- [15] O GLOBO < Conta de Consumo de Combustíveis será de R\$ 5,5 bilhões em 2011 >. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/politica/conta-de-consumo-de-combustiveis-sera-de-55-bilhoes-em-2011-2819370>. Matéria de 22 jan. 2011. Acesso em 14 jan. 2012, 14:20:00.
- [16] FROTA, Willamy Moreira and BAJAY, Sérgio Valdir. Política energética, planejamento e regulação para os sistemas isolados. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC000000022004000200032&lng=en&nrm=abn. Acesso em: 15 jan. 2012, 09:37:00.
- [17] Caterpillar < Caterpillar 3616 specification sheet >. Disponível em: <http://brasil.cat.com/cda/layout?f=447016&m=333515&x=12>. Acesso em 29 jan. 2012, 08:06:00.
- [18] ELETROBRAS < P-DES-0013 – Teste de Consumo Específico nas Unidades Geradoras Pertencentes aos Sistemas Isolados>. Disponível em: <http://www.elektrobras.com/elb/data/Pages/LUMISF81A08D1PTBRIE.htm>. Acesso em 14 dez. 2011, 20:57:00.
- [19] ANEEL < Resolução Normativa nº 427, de 22 de fevereiro de 2011 – Anexos >. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/aren2011427_2.pdf. Acesso em 11 dez. 2011, 09:43:00.
- [20] WOOD, A. J., WOLLENBERG, B. F., “Power Generation, Operation and Control”, 2nd ed., New York, John Wiley & Sons, Inc., 1996.
- [21] CHEN, L., TOYODA, J., “Optimal Generating Unit Maintenance Scheduling for Multi-Area System with Network Constraints”, Transactions on Power Systems, v. 6, nº 3, pp. 1168–1174, Ago. 1991.

- [22] KARNAVAS, Y. L., PAPADOPOULOS, D. P., "Maintenance oriented algorithm for economic operation of an autonomous diesel–electric station", *Electric Power Systems Research*, v. 51, n° 2, pp. 109–122, Ago. 1999.
- [23] MATT, C. F., VIEIRA, L. S. R., SOARES G. F. W., et. al., "Optimization of the Operation of Isolated Industrial Diesel Stations". *6th World Congress on Structural and Multidisciplinary Optimization*, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, 30 May - 03 June 2005.
- [24] SCHITTKOWSKI, K. "On the convergence of a generalized reduced gradient algorithm for nonlinear programming problems". *Mathematische Operationsforschung und Statistik*, Series Optimization, 1986, 17:731-755.